

Recomendaciones para el diagnóstico y evaluación periódica de las plantas fotovoltaicas



amara^e

feel the **e**-motion

Soluciones para el mantenimiento de **energías renovables**



+60 Años de Experiencia

Equipo multidisciplinar con más de 60 años de experiencia en la integración de diferentes tecnologías por todo el mundo.



Programas O&M

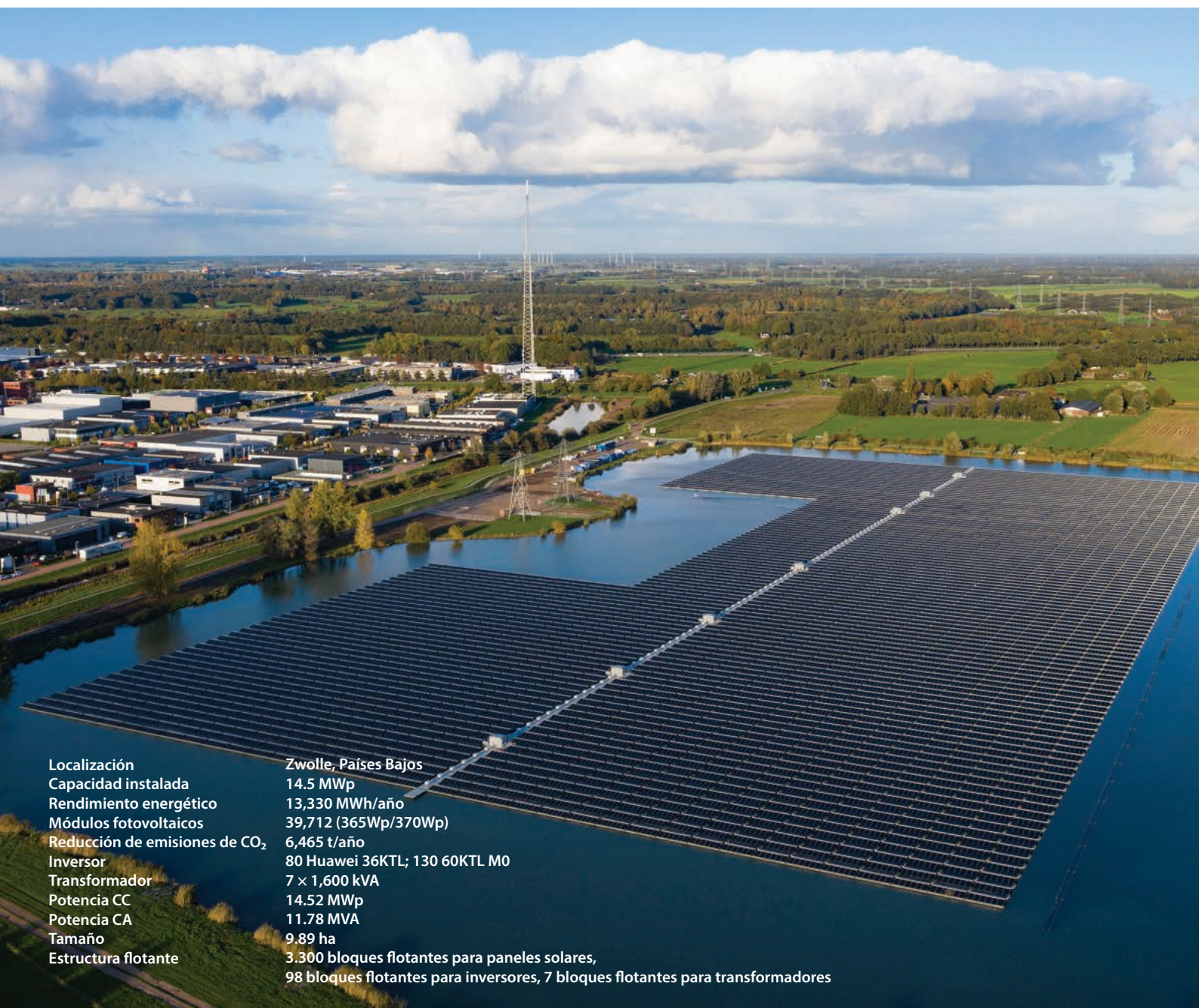
Gestión del activo solar mediante técnicas avanzadas de diagnóstico y planes de revamping.



Testing Center

Laboratorio integrado en nuestro centro logístico para la inspección de calidad de módulos fotovoltaicos, realizada por personal certificado TÜV mediante las últimas tecnologías.

Recomendaciones para el diagnóstico y evaluación periódica de las plantas fotovoltaicas



Localización	Zwolle, Países Bajos
Capacidad instalada	14.5 MWp
Rendimiento energético	13,330 MWh/año
Módulos fotovoltaicos	39,712 (365Wp/370Wp)
Reducción de emisiones de CO ₂	6,465 t/año
Inversor	80 Huawei 36KTL; 130 60KTL M0
Transformador	7 × 1,600 kVA
Potencia CC	14.52 MWp
Potencia CA	11.78 MVA
Tamaño	9.89 ha
Estructura flotante	3.300 bloques flotantes para paneles solares, 98 bloques flotantes para inversores, 7 bloques flotantes para transformadores

Imagen: BayWa r.e.

En la preparación de esta guía han participado los socios de **AEMER**.

La redacción principal y la coordinación de las aportaciones ha sido organizada por:
D. Alejandro Guillén Olague - Asesor Técnico de **AEMER**

2020

1.	Contenido.....	3
2.	Objetivo del documento.....	4
3.	Los elementos del mantenimiento fotovoltaico.....	6
4.	La importancia de las inspecciones y actividades de verificación dentro de los planes de mantenimiento preventivo.....	7
5.	Estado de los módulos fotovoltaicos	8
	5.1. Tareas para minimizar la degradación de la producción.....	8
	5.1.1. Trazado de curvas IV.....	9
	5.1.2. Termografías.....	10
	5.1.3. Inspecciones por Electroluminiscencia (EL).....	11
	5.1.4. Efecto PID (Potential Induced Degradation).....	13
	5.2. Otras inspecciones generalmente no contempladas en los contratos y planes de O&M.....	15
	5.2.1. Degradación de los materiales de fabricación.....	16
	5.2.1.1. Rotura del vidrio.....	17
	5.2.1.2. Corrosión.....	18
	5.2.1.3. Delaminación.....	19
	5.2.1.4. Decoloración.....	20
	5.2.2. Concentración de excrementos de aves.....	20
	5.2.3. Recubrimientos fotocatalíticos. Solución autolimpiante.....	22
	5.2.4. Correcta instalación y estado del sistema de sujeción.....	23
	5.2.4.1. Fijación con pernos.....	25
	5.2.4.2. Fijación con abrazaderas.....	26
	5.2.4.3. Fijación en seguidores solares de un eje.....	27
	5.2.4.4. Fijación de módulos de doble vidrio.....	27
	5.2.4.5. Daños por una deficiente fijación.....	27
	5.2.5. Adecuada separación entre módulos.....	29
6.	Medidas de seguridad que se deben tener en cuenta en los trabajos de O&M en las cubiertas.....	31
	6.1. Verificación de sistemas de seguridad para trabajos en altura.....	31
	6.2. Estado de impermeabilización y elementos de desagüe de pluviales.....	32
	6.2.1. Inspección de correcto estado de impermeabilización de las cubiertas.....	33
7.	Recomendaciones para mejorar la seguridad laboral y evitar incendios en instalaciones FV sobre cubiertas de naves industriales.....	35
8.	Servicios de calidad en las empresas de O&M.....	36
9.	Casos de éxito.....	40
	9.1. Baywa.....	41
	9.2. Nanoavant.....	43
	9.3. Master.D.....	45
	9.4. Magma.....	46
	9.5. Otovo.....	48
	9.6. Revergy.....	49
	9.7. UL.....	52
	9.8. Amara.....	54

2. Objetivo del Documento

La Asociación de Empresas de Mantenimiento de Energías Renovables (AEMER)¹ ha detectado que en las guías de mejores prácticas de Operación y Mantenimiento (O&M) desarrollados por otros organismos e instituciones internacionales del sector Fotovoltaico (FV), no se contemplan todos las actividades de inspección, supervisión y apoyo en campo, o no se hacen puntualizaciones técnicas para la mejora de los servicios. Este es un tema clave para determinar la seguridad laboral, el estado de las plantas y poder determinar posibles fallos imprevistos, así como asignar responsabilidades entre los diferentes intervinientes.

Comúnmente los contratos de O&M incluyen alguna cláusula o inciso donde se indica de forma general que la empresa operadora y mantenedora deberá ejecutar todas las tareas de mantenimiento tanto preventivo como correctivo necesarias para preservar y asegurar el buen funcionamiento de los equipos, sistemas e instalaciones que configuran la Instalación, y muy particularmente las incluidas en el Plan de Operación y Mantenimiento, pero por lo general los manuales y planes de O&M no especifican ampliamente todas las tareas de supervisión. El tema adquiere especial relevancia en los cambios contractuales de mantenimiento, que incluyen el cumplimiento de disponibilidades mínimas o las garantías en caso de reparaciones/sustituciones.

En esta línea y de acuerdo a la dilatada experiencia de nuestros socios **se recomienda estipular e integrar todas las actividades en los alcances de los manuales y planes de mantenimiento** para evitar malos entendidos, así como los trabajos extras que causan mayores gastos operativos en las empresas mantenedoras y que muchas veces no se ven remunerados por no estar cuantificado el alcance y la periodicidad.

Además al integrar estas actividades se elevan los niveles de calidad, se fortalece el desempeño técnico, mitigan los riesgos técnicos – económicos y se fomenta la seguridad laboral a lo largo de la vida útil de los activos.

Las aportaciones de AEMER se hacen a partir de los trabajos y publicaciones de **SolarPower Europe**², principalmente del documento “Guía de Mejores Prácticas de Operación y Mantenimiento (O&M) de sistemas fotovoltaicos / Edición México, adaptación del documento “O&M best Practices Guidelines Version 2.0” desarrollado por SolarPower Europe y su grupo de trabajo de Operación y Mantenimiento³” y adaptado por **ASOLMEX**⁴ específicamente al mercado mexicano, así como de la más recientes ediciones “Operation & Maintenance - Best Practices Guidelines / Version 3.0⁵ y versión 4.0⁶” publicadas en diciembre de 2018 y diciembre de 2019 respectivamente por SolarPower Europe.



¹ <https://aemer.org/>

² <http://www.solarpowereurope.org/>

³ <http://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2018/09/Operaci%C3%B3n-y-Mantenimiento-SPE-and-ASOLMEX.pdf>

⁴ <https://www.asolmex.org/es/>

⁵ <http://www.solarpowereurope.org/om-best-practices-guidelines-3-0/>

⁶ <https://www.solarpowereurope.org/om-best-practice-guidelines-version-4-0/>

La limpieza de módulos en las nuevas plantas de autoconsumo y multimegavatio asegura el rendimiento a largo plazo.

Para certificar un rendimiento óptimo de su planta fotovoltaica, es imprescindible un buen mantenimiento, con visión a largo plazo, tras su instalación. Entre este tipo de servicios destaca: la monitorización remota de la operación de la planta mediante el centro de control 24 / 7, la optimización del rendimiento in-situ y el análisis de mejora (para la generación o la medición de imágenes térmicas/curvas I-V, también con drones).

Los paneles solares se encuentran constantemente sometidos a agentes externos. Por ello, tanto en proyectos de autoconsumo o en plantas de multimegavatio, la limpieza es esencial. La limpieza de módulos no solo se realiza para mantener las instalaciones en perfectas condiciones, sino para lograr que sean más rentables y presenten una mayor producción. De este modo, su rendimiento podría disminuir hasta un 15% según algunos estudios, dependiendo de la cantidad de suciedad acumulada en los módulos. Igualmente, la limpieza también implica la eliminación de los puntos calientes localizados (hot spots) que suelen afectar al módulo a lo largo de su vida útil. Los puntos calientes son áreas de temperatura elevada que afectan sólo una zona del panel solar y tienen como resultado una disminución localizada de la eficiencia, y por lo tanto, una menor potencia de salida y una aceleración de la degradación de los materiales en el área afectada por la elevada temperatura. Durante nuestra larga experiencia como ISP (Proveedor de servicios independiente) hemos estudiado un buen número de soluciones para llevar a cabo una óptima limpieza de módulos, tanto para instalaciones en suelo, como instalaciones en cubierta.

Limpieza de módulos para instalaciones en suelo

Este método utiliza un tractor con un brazo articulado y un cepillo. Este proceso requiere lógicamente un número bajo de operarios por lo que se trata de un método muy rápido y eficaz que permite reducir el coste a gran escala en una planta multimegavatio. El tamaño del cepillo puede variar entre 1 y 4,25 metros aproximadamente. Según la necesidad de cada planta, se escogerá la opción más adecuada. Por otro lado, también existe la posibilidad de utilizar un tractor con brazo articulado y unos cepillos de nylon. A diferencia de los anteriores, están separados entre sí, y van rotando desde la parte superior del módulo hasta la inferior. Con la ayuda del riego, la suciedad se dispersa sobre la superficie del módulo. A pesar de la similitud con el proceso anteriormente descrito, este método es bastante más económico, pero en contrapartida el consumo de agua es más elevado.



3. Los elementos del mantenimiento fotovoltaico

En los documentos desarrollados por SolarPower Europe se abordan los roles y responsabilidades de las diferentes entidades involucradas en la O&M, como son el gestor de activos, el proveedor de servicios de operaciones y el proveedor de mantenimiento. Ofrecen una descripción general de los términos técnicos y contractuales.

Como se ha mencionado anteriormente, este documento es un trabajo complementario, por ello no se tratarán nuevamente los puntos ya desarrollados, solo se enumeran los principales elementos abordados previamente con la finalidad de tener una visión general de los temas y poner en perspectiva las aportaciones de este documento.

Mantenimiento:

- Personal y formación
- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo
- Mantenimiento extraordinario
- Servicios adicionales

Operación:

- Cumplimiento con el código de red para conectar/operar en la red.
- Gestión documental
- Control y monitorización del rendimiento de la planta
- Análisis y mejora del rendimiento
- Optimización de O&M
- Mantenimiento predictivo
- Control de la planta eléctrica
- Pronóstico de generación de energía
- Gestión de cambios
- Seguridad de la planta eléctrica
- Reportes y gestión técnica de activos

Gestión Técnica de los Activos:

- Generación de reportes
- Cumplimiento normativo
- Gestión de garantías
- Reclamo de seguros
- Gestión de contratos
- Gestión de stock de repuestos

Indicadores clave de desempeño:

- Disponibilidad
- KPIs de la planta FV
- Rendimiento de referencia
- Rendimiento específico
- Índice de rendimiento (Performance Ratio)
- Índice de rendimiento con corrección de temperatura
- Rendimiento esperado
- Índice de rendimiento energético
- Tiempo de actividad
- KPIs del contratista de O&M
- Tiempo de confirmación
- Tiempo de intervención
- Tiempo de respuesta
- Tiempo de resolución
- Generación de reportes

Marco Contractual:

- Alcance del contrato de O&M
- Tarifa del contrato de O&M
- Garantías contractuales
- Garantía de disponibilidad
- Garantía de tiempo de respuesta
- Esquemas de bonificación y penalización por incumplimiento
- Estándares del servicio



Somos especialistas en seguros para el sector de energías renovables.

Nuestro equipo de profesionales está especializado en el asesoramiento y gerencia de los riesgos relacionados con el sector de energías renovables.

Sabemos que no tienen las mismas necesidades los propietarios, ingenierías, mantenedores, montadores, reparadores, empresas auxiliares ... y en general cada responsable del sector de energías renovables, es por eso que en Campos&Rial Correduría de Seguros, confeccionamos programas de seguros adaptados a las necesidades de cada cliente.

www.camposyrial.com | 986 22 55 13 | gonzalo.cambron@camposyrial.com



4. La importancia de las inspecciones y actividades de verificación dentro de los planes de mantenimiento preventivo

Las aportaciones de este documento se basan principalmente en las tareas centrales de los servicios de mantenimiento preventivo: las inspecciones (visuales y físicas) periódicas, así como en las actividades de verificación necesarias para cumplir y ampliar (si se requiere) con los manuales y planes de O&M.

Los diferentes intervinientes deberán asumir las responsabilidades previstas en los diferentes contratos, sin olvidar el papel clave del EPCista especialmente en relación con las garantías de las instalaciones y los equipos.

El objeto último de las inspecciones es la evaluación del estado de los componentes de las instalaciones FV y la adecuación de las tareas de mantenimiento realizadas.

Dependiendo de cuándo se realizan y el resultado que se busca obtener, podemos clasificar las inspecciones en tres tipos.

- De **evaluación del estado general** para estrategias de Mantenimiento, donde se busca evaluar el estado de los componentes para determinar las acciones correctoras a llevar a cabo y el momento en que deben realizarse, así como comprobar que el mantenedor hace su trabajo de manera eficiente y con la calidad adecuada.
- De **seguimiento contractual**: identificación de fallos para su posible reclamación en garantía.

- De evaluación de la **vida remanente**: se busca comprobar que el estado de los componentes y lugar de instalación es el adecuado para la operación segura hasta la próxima fecha de inspección.

Por lo general, los manuales y planes de mantenimiento preventivo no contemplan en su totalidad estas inspecciones, pero **en algún momento del periodo contractual los gestores de los activos y/o propietarios dan por hecho que algunas de las actividades que a continuación se describen están integradas en los alcances y responsabilidades de las empresas de O&M.**

Desde AEMER, promovemos el **completo registro de las actividades de inspección y medición** para poder hacer estudios analíticos de degradación a lo largo de la vida útil de los equipos, ya que de lo contrario solo se tendrán datos del momento actual y todo el trabajo y esfuerzo de años anteriores será difícilmente aprovechado.



5. Estado de los módulos fotovoltaicos

Las medidas de control de calidad para los módulos fotovoltaicos son de importancia fundamental para cualquier activo de una planta de energía fotovoltaica. El funcionamiento sin fallos de los módulos fotovoltaicos es un requisito indispensable para la producción eficiente de energía, una larga vida útil y el retorno de la inversión esperado. Durante la operación, **los módulos fotovoltaicos pueden desarrollar defectos que pueden repararse si se detectan a tiempo**, pero pueden causar una caída severa en la producción de energía y, en ocasiones, problemas de seguridad.

No en todos los manuales y planes de O&M se incluyen las tareas de inspección y diagnóstico del correcto funcionamiento de los módulos FV, aunque deberían ser una parte fundamental. El problema surge porque muchas veces se licitan contratos de mantenimiento sin conocer el estado de la planta ni mucho menos las causas raíz que causan los fallos, lo que afectará a las garantías y a la calidad ulterior del servicio.

Lamentablemente en este sentido, en la actualidad la tendencia en los contratos de O&M es poner como opcional las tareas de limpieza anual de módulos, medición de curvas I/V, inspección termográfica. Por lo general **no se contempla la evaluación y diagnóstico del conjunto de inspecciones periódicas**, que tendría la finalidad de detectar daños intrínsecos que no se descubren a simple vista, ni con la monitorización y muchas veces tampoco con **inspecciones aisladas** de degradación.

Las inspecciones deben ser periódicas para garantizar en primer lugar la seguridad y después el rendimiento esperado de los módulos. Si la **propiedad o el gestor de los activos no incluye estas inspecciones**, la empresa de O&M debe proporcionar la información de los posibles daños que **pueden detectarse** y las repercusiones económicas futuras por no incluir estas inspecciones. Hasta ahora es común requerir estudios de diagnóstico hasta que hay un daño significativo y se requiere un mantenimiento correctivo más costoso.

5.1. Tareas para minimizar la degradación de la producción

Por lo general, las tareas que se incluyen en los planes de mantenimiento preventivo quedan limitadas únicamente a tareas rutinarias para **obtener un diagnóstico rápido y actual del desempeño de los módulos fotovoltaicos**, pero la inspección y los informes son desiguales y muchas veces carentes de información valiosa para poder dar seguimiento a fallos y averías importantes. Se detallan a continuación las tareas extras de inspección que desde **AEMER** se consideran necesarias para evaluar el estado de los módulos y en general las plantas fotovoltaicas:

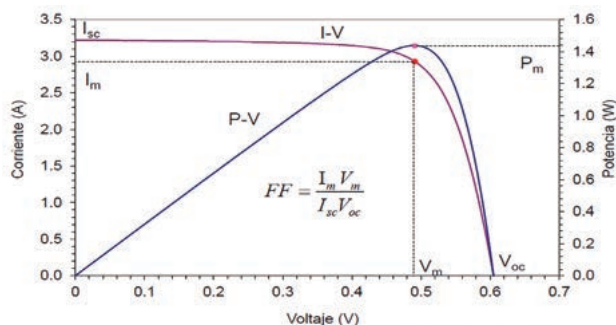
- Trazado de curvas IV
- Termografías
- Inspecciones por Electroluminiscencia (EL)
- Análisis de Efecto PID (Potential Induced Degradation)
- Inspección de la degradación de los materiales de fabricación
 - Rotura del vidrio
 - Corrosión
 - Delaminación
 - Decoloración
- Detección y control de concentraciones periódicas de excrementos de aves



5.1.1. Trazado de curvas IV

Periodicidad recomendada: anual

Este estudio es uno de los más comunes y requeridos para conocer el estado actual de producción eléctrica de los módulos FV, ya que es una **medición efectiva y relativamente rápida**. El trazado de curvas formada por los valores de intensidad y tensión (I/V), arroja datos precisos de la corriente de cortocircuito, la tensión de circuito abierto, el punto de máxima potencia, etc.



Condiciones estándar de medida, STC: 1000 W/m², 25°C, AM1.5G

Ilustración 1: Curva I-V

Cada vez que se hacen las mediciones, las condiciones propias de cada instalación son diferentes y deberán aplicarse los **mismos algoritmos de corrección de las características por irradiancia y temperatura** para poder hacer comparaciones con datos de medición en condiciones normales.

El efecto de la temperatura afecta de mayor manera a la tensión de circuito abierto, por lo general cuando la temperatura aumenta la tensión disminuye y la corriente aumenta. Esto no es así en todos los módulos teniendo efectos diferentes en diferentes tecnologías.

Los parámetros críticos a la hora de evaluar la radiación solar son la densidad de potencia de la radiación solar (Irradiancia), el contenido espectral de la luz incidente y el ángulo de incidencia. La eficiencia de las células solares es sensible a variaciones de la irradiancia y a la composición espectral de la radiación que alcanza la superficie de los módulos fotovoltaicos. Más que la composición espectral de la luz, es la composición de las células solares la que afecta el aprovechamiento de la luz disponible. Cada tecnología capta con diferentes rendimientos, la luz con diferentes longitudes de onda.

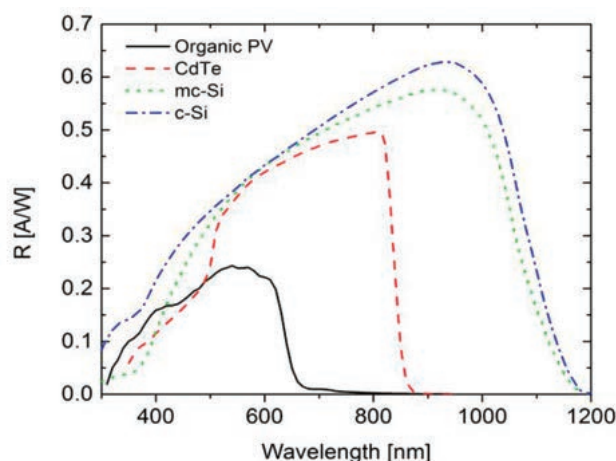
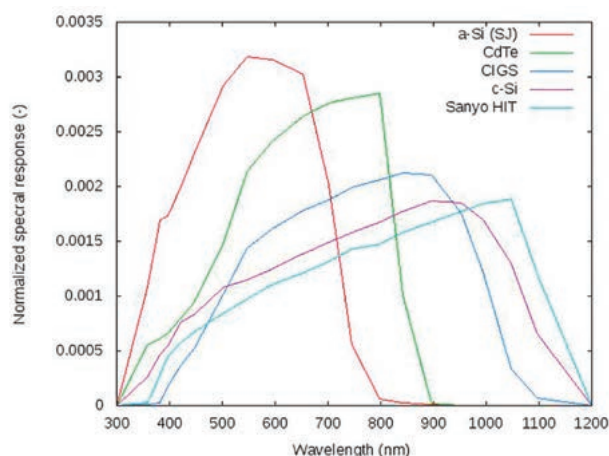
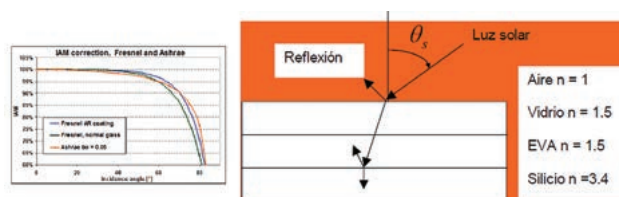


Ilustración 2:

Gráficos de la respuesta espectral para cinco tipos de módulos diferentes: silicio amorfo (unión simple), CdTe, CulnSe2 (CIS), cristalino Si y Sanyo HIT (híbrido c-Si / a-Si). Todas las curvas están normalizadas para que la integral sea igual a uno. Fuente: ⁷, ⁸

Además en todos los estudios deben **considerarse los efectos angulares**, ya que la reflexión aumenta con el ángulo de incidencia.



$$FT_B(\theta_s) = b_o \left(\frac{1}{\cos \theta_s} - 1 \right)$$

Ilustración 3: Efectos angulares

Tener en cuenta todo lo anterior en cada estudio de trazado de curvas IV no siempre es posible. Muchas veces, **en el traspaso de información se pierde el seguimiento de la metodología del estudio de las degradaciones**.

⁷ https://www.researchgate.net/publication/276135330_Application_of_Satellite-Based_Spectrally-Resolved_Solar_Radiation_Data_to_PV_Performance_Studies

⁸ https://ws680.nist.gov/publication/get_pdf.cfm?pub_id=915586

Aunque en la norma EN-60904-1-1:2018⁹ describe los procedimientos para la medida de la característica corriente-tensión de dispositivos fotovoltaicos multi-unión bajo la luz natural o con simulador solar, de acuerdo a la experiencia de los socios de **AEMER**, los informes anuales deben completarse con los siguientes registros:

- Fecha de más reciente calibración de los equipos de medida
- Fecha y hora de medición
- Método de medición
- Definir método de corrección – norma UNE-EN 60891:2010¹⁰
- Registro de irradiancia, temperaturas de módulo y ambiente
- Matriz / mapa de ubicación de módulos con datos anormales
- Especificación de fallo detectado
- Nombre y ubicación de archivo generado por trazador

5.1.2. Termografías

Periodicidad recomendada: anual

Los estudios termográficos de los módulos permiten detectar un gran número de fallas desarrolladas en la operación a través de pruebas **no destructivas**. Lamentablemente a veces la propiedad o el gestor de los activos piden que estos trabajos no se hagan en la totalidad de los módulos FV y en muchas otras inspecciones no se sigue una norma, se usan herramientas informáticas de análisis diferentes, lo cual dificulta el seguimiento de posibles degradaciones y/o detección de posibles vicios ocultos en la fabricación.

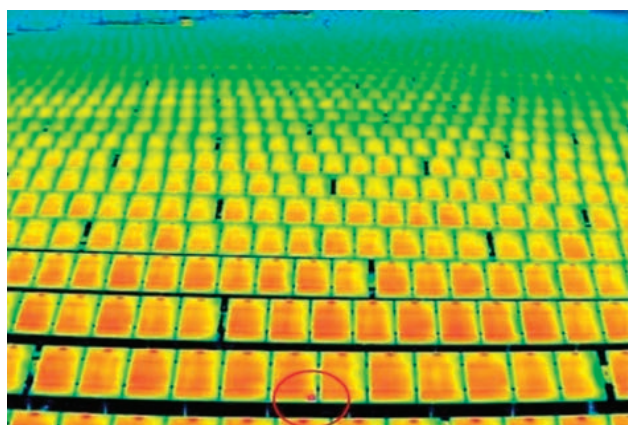


Ilustración 4: Inspección termográfica con dron.

Debido a la alta resolución de las cámaras existentes en el mercado, este tipo de inspecciones se pueden hacer con drones, reduciendo considerablemente el tiempo requerido, por ejemplo, una planta fotovoltaica de 4 MW de potencia nominal requiere aproximadamente de 5 a 10 horas de inspección con un dron.



Ilustración 5: Inspección termográfica manual.

Con las inspecciones termográficas se pueden identificar claramente varios defectos (por ejemplo, cortocircuitos en células solares, derivaciones, partes de células inactivas, etc.). Se pueden distinguir varios defectos variando la carga eléctrica. La termografía iluminada es más adecuada para los módulos cristalinos y la termografía oscura es una mejor herramienta para los módulos de película delgada.

En comparación con las imágenes de termografía oscura, las imágenes de termografía iluminada de los módulos cristalinos proporcionan más detalles y una mejor resolución de defectos.

Sin embargo, **no todas las fallas de los módulos fotovoltaicos conducen a un aumento de la temperatura**. Teniendo esto en cuenta, las inspecciones termográficas no pueden identificar todos los tipos de fallas.

De acuerdo a la experiencia de los asociados de **AEMER**, los informes anuales deben incluir al menos los siguientes datos:

- Fecha de más reciente calibración de los equipos de medida
- Fecha y hora de medición
- Método de medición

⁹ <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma/?c=N0059886>

¹⁰ <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma/?c=N0046335>

- Registro de irradiancia, temperaturas de módulo y ambiente
- Matriz / mapa de ubicación de módulos con datos anormales, de preferencia con coordenadas.
- Definir tipo incidencia: rotura, polvo, sombras por vegetación, daño de cableado, conectores, excrementos de aves, diodos, etc.
- Definir los gradientes de temperatura anormal detectados en cada caso
- Especificar nombre y ubicación de las imagen guardadas dentro de directorio de ordenador
- Acciones correctivas previas

5.1.3. Inspecciones por Electroluminiscencia (EL)

Periodicidad recomendada: al inicio de un contrato y si hay importantes incidencias de disminución de producción.

La electroluminiscencia (EL) es un fenómeno que se ha utilizado durante mucho tiempo para otras aplicaciones industriales, pero recientemente se ha introducido como un procedimiento de inspección en módulos y cadenas fotovoltaicas. Consiste en aplicar una corriente continua al módulo fotovoltaico y medir la fotoemisión por medio de una cámara sensible al espectro infrarrojo. **Las imágenes proporcionan una clara visión de las micro grietas y otros defectos dentro del material de la célula FV que a simple vista no son detectables, ni tampoco se pueden detectar con los reportes “flash” que entregan los fabricantes de módulos.**

Actualmente este tipo de pruebas son habituales en origen y destino de los módulos FV en nuevos y grandes proyectos FV, para garantizar las inversiones en el CAPEX, evitando posibles daños en el proceso de embalaje, transporte y entrega.

En España, en la mayoría de las instalaciones FV que están operando desde hace varios años, no se hicieron este tipo de pruebas, es por ello, que se considera conveniente hacer inspecciones por electroluminiscencia en campo para detectar las posibles irregularidades actuales y en desarrollo que puedan tener los módulos FV. Estas pruebas por lo general no se incluyen en los contratos y planes de O&M, sin embargo **las empresas mante-**

nedoras tienen capacidad de hacerlas ya sea con instrumental propio o con empresas auxiliares colaboradoras.

En la actualidad hay equipos compactos y de altas prestaciones que permiten inspeccionar un elevado número de módulos FV de manera rápida y fiable inyectando al sistema una corriente de polarización directa y escaneando rápidamente con una cámara de rango espectral SWIR (Short InfraRed).

En la jornada técnica que organizó **AEMER** el 21 de marzo de 2019 ¹¹, D. Miguel Alonso Abella, reconocido investigador del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (**CIEMAT** ¹²), expuso los estándares técnicos internacionales eléctricos (IEC) y pruebas correspondientes que requieren cumplir los módulos FV, la instrumentación necesaria de comprobación, los efectos que hay que tener en cuenta en la medición en origen, destino y una vez instalados, así como los nuevos equipos de análisis, la interpretación de los hallazgos y experiencias de análisis. Destacó que la **IEC (International Electrotechnical Commission)** ¹³ ha definido las especificaciones técnicas de captura de imágenes, procesamiento, métricas y orientación para la interpretación cualitativa de las mismas ¹⁴.

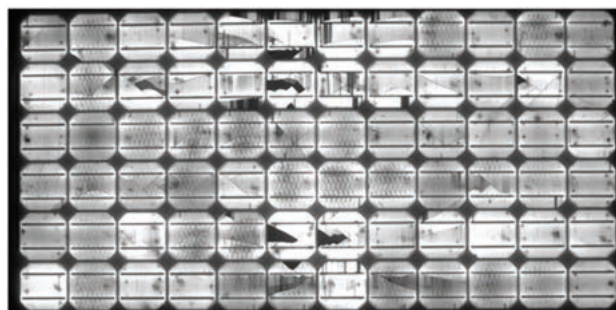


Ilustración 6: Daños por micro roturas

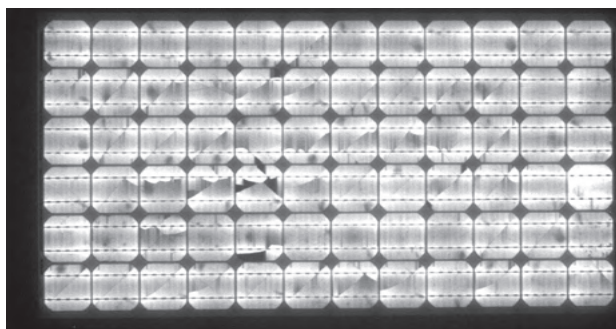


Ilustración 7: Daños por micro roturas

¹¹ <https://aemer.org/analisis-del-seminario-nuevos-retos-del-mto-renovable-21-03-19/>

¹² <http://www.ciemat.es/>

¹³ <https://www.iec.ch/>

¹⁴ <https://webstore.iec.ch/publication/26703>

Los módulos fotovoltaicos con imágenes EL claras, a veces proporcionan imágenes termográficas con áreas calientes. Una combinación de ambas técnicas puede identificar el número máximo de fallas en un módulo fotovoltaico. Las áreas dañadas de un módulo solar aparecen oscuras o irradian menos que las áreas sin defectos. La alta resolución de las imágenes EL permite resolver algunos defectos de manera más precisa que en las imágenes termográficas.

La electroluminiscencia es un buen método para detectar micro fisuras, contactos interrumpidos o una serie de fallas en el proceso de fabricación (por ejemplo, derivaciones o defectos en la capa antireflectante).

Así mismo, la **International Energy Agency** publicó en el año 2018 un informe sobre las actuales prácti-

cas de inspección a través de Infrarrojos y electroluminiscencia en módulos y sistemas fotovoltaicos¹⁵.

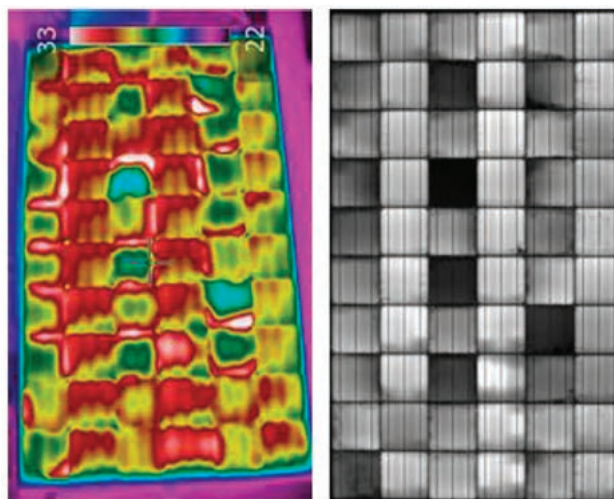


Ilustración 8: Termografía (imagen izq.) e Electroluminiscencia (imagen der.) de un módulo afectado por PID a la misma corriente de prueba aplicada en la oscuridad. La Termografía muestra que las células fuertemente afectadas son más frías que el resto. La Electroluminiscencia muestra que las células afectadas son más oscuras.

Tanto los métodos basados en termografías como en Electroluminiscencia (EL) tienen sus propias fortalezas y debilidades. El método apropiado depende del problema tecnológico específico a estudiar. Si bien EL es superior para un seguimiento de la vida útil del módulo, las inspecciones basadas en IR son superiores para todas las tareas que requieren mediciones cuantitativas. Ya que el origen de un defecto no siempre se localiza en el área de alta temperatura identificada o en las áreas oscuras notables

de EL, es necesaria una combinación de técnicas para identificar tantos defectos como sea posible.

A continuación una tabla con un breve resumen:

ELECTROLUMINISCENCIA (EL)		TERMOGRAFÍAS	
Ventajas	Desventajas	Ventajas	Desventajas
- Inspección de alta resolución. - Permite identificar: - Errores en el trazado láser de la célula. - Diodos de bypass en cortocircuito, regiones de células desconectadas, derivaciones, celdas en cortocircuito, grietas de células, defectos de capa, etc.	- Difícil de determinar la influencia de los defectos en el rendimiento de la célula / módulo. - Contacto eléctrico necesario - Las imágenes poco destacables a veces suministran imágenes termográficas con áreas calientes.	- No requiere contacto. - Permite identificar: - Diferente comportamiento térmico. - Cargas resistivas, puntos calientes, humedad, sombreado, desajustes, fallas de instalación, etc.	- El área de alta temperatura no siempre indica el origen de los defectos. - No todos los defectos detectados por EL conducen a un aumento de temperatura. - Es difícil determinar la posición exacta de los defectos. - No distingue entre baja resistencia y alta resistencia en serie.

Tabla 1: Comparativa de ventajas y desventajas de métodos de inspección

¹⁵ http://www.iea-pvps.org/index.php?id=480&elD=dam_frontend_push&docID=4318



5.1.4. Efecto PID (Potential Induced Degradation)

Periodicidad recomendada: al inicio de un contrato y si hay importantes incidencias de disminución de producción.

La degradación inducida por potencial (PID por sus siglas en inglés) de los módulos fotovoltaicos es uno de los tipos más severos de degradación, donde **las pérdidas de energía en el sistema pueden incluso superar el 30%**. Es una de las amenazas más comunes para el rendimiento de un módulo FV, pero también **su diagnóstico se descuida frecuentemente**.

De acuerdo a un seminario web organizado por **SOLARPLAZA** "Potential Induced Degradation (PID): Mechanisms, Recognition and Mitigation"¹⁶. El PID es el tercer riesgo técnico más costoso en los módulos solares fotovoltaicos y se encuentra entre los más comunes. Se agrava exponencialmente y no es visible a simple vista, por lo que requiere una respuesta rápida y mitigación para ser tratada de manera efectiva. A pesar de ser totalmente prevenible, más del 10% de todos los proyectos solares sufren de PID a una tasa de degradación anual de 1.3% o más, además el PID es la causa principal de la falla de mediana edad de los módulos FV. La gravedad aumenta exponencialmente con el tiempo, requiriendo una respuesta rápida después de la detección. Cuando se detecta temprano, la PID suele ser reversible.

OMRON¹⁷ indica que la prevalencia de PID en Europa; a diferencia de los EE.UU., se debe a que **los inversores sin transformador son muy comunes en todo el continente europeo, lo que ha comprometido la integridad de numerosos proyectos solares en la última década**. Además el 85% de la capacidad fotovoltaica desplegada en el mundo se instaló hace menos de 5 años, **el rendimiento a largo plazo de la tecnología actual se está empeorando a diagnosticar**.

El proceso PID depende de la intensidad del campo eléctrico, la temperatura, la humedad relativa, el tiempo de operación y los materiales del módulo FV.

Para las células de tipo p, se ha establecido que la causa raíz de la degradación se debe a la migración

de iones de sodio a través de la unión n / p. Por otro lado, recientemente se ha confirmado que para las células de tipo n, el PID se produce debido a un aumento en las recombinaciones de cargas que se dirigen al revestimiento del anti reflectante¹⁸. Desde una perspectiva física, el PID se deriva del diferencial de voltaje entre el marco del módulo y las células fotovoltaicas cercanas del polo negativo del módulo que utiliza un inversor sin transformador. Este diferencial de voltaje puede volverse lo suficientemente fuerte como para causar la migración de iones de sodio positivos desde el vidrio a la celda, lo cual degrada su rendimiento.

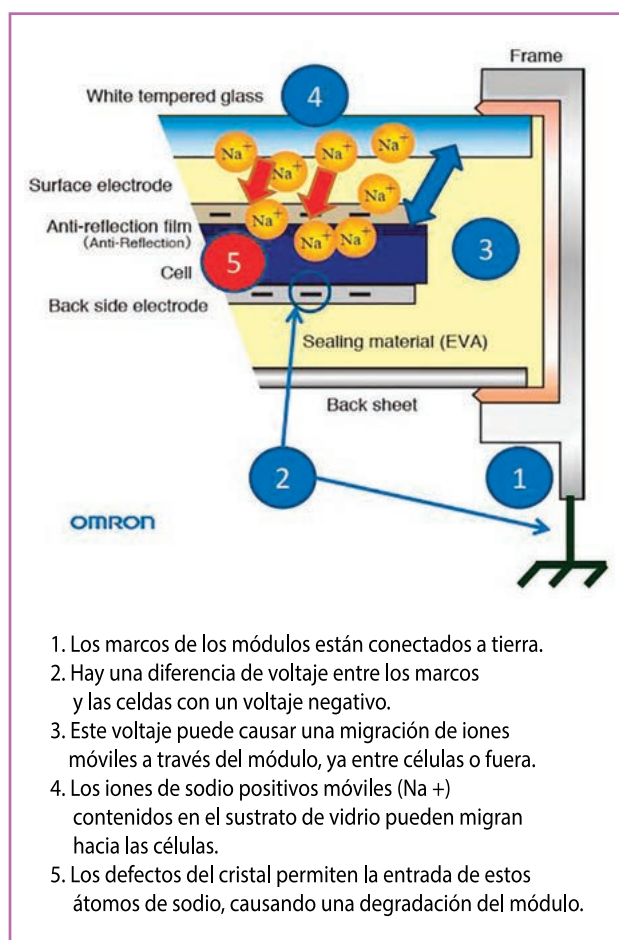


Ilustración 9: Explicación del efecto PID.



¹⁶ http://www.iea-pvps.org/index.php?id=480&elD=dam_frontend_push&docID=4318

¹⁷ <https://omron.es/es/home>

¹⁸ <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544218314154>

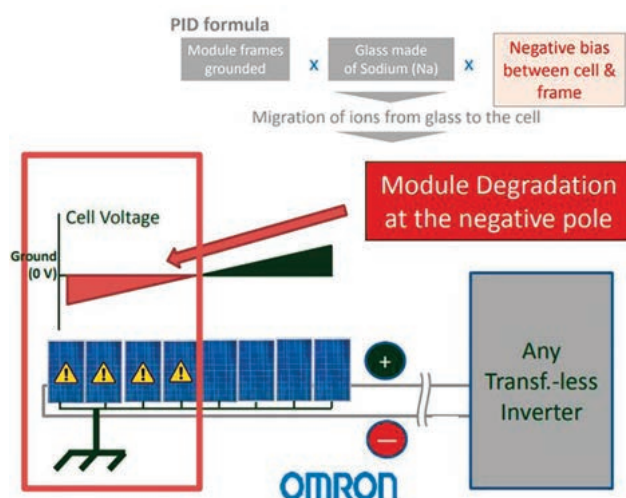


Ilustración 10: Fórmula PID

El paso a sistemas fotovoltaicos de dimensiones cada vez mayores y el empleo de cadenas con tensiones cada vez más elevadas provoca que se produzcan tensiones con valores negativos en las células respecto a tierra capaces de generar este fenómeno de polarización, que conduce al apagado progresivo de los módulos y, como consecuencia, a una importante reducción de las prestaciones de todo el sistema.

El PID NO es visible a simple vista y una sola prueba de inspección no puede detectarlo, se requiere aplicar una metodología combinada de inspecciones:

- Curvas IV (pérdidas de FF y Voc)
- Imágenes de electroluminiscencia (células negras)
- Imágenes termográficas

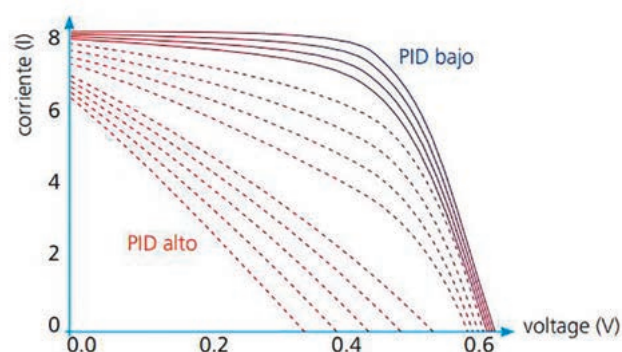


Ilustración 11: Degradación de la curva I/V causada por la PID

La imagen de electroluminiscencia se puede utilizar para detectar el PID en el módulo. Esto se hace con una cámara CCD, mientras que el módulo es polarizado con una fuente de corriente y sin luz solar.

Un módulo libre de PID tiene una imagen de electroluminiscencia con todas sus células del mismo brillo, mientras que un módulo afectado por PID tiene algunas células oscuras (debido a la derivación de las células causada por los iones de sodio). La degradación de los módulos conectados en cadena muestra el siguiente patrón: del lado negativo se encontrarán los más afectados y del lado positivo los menos afectados.

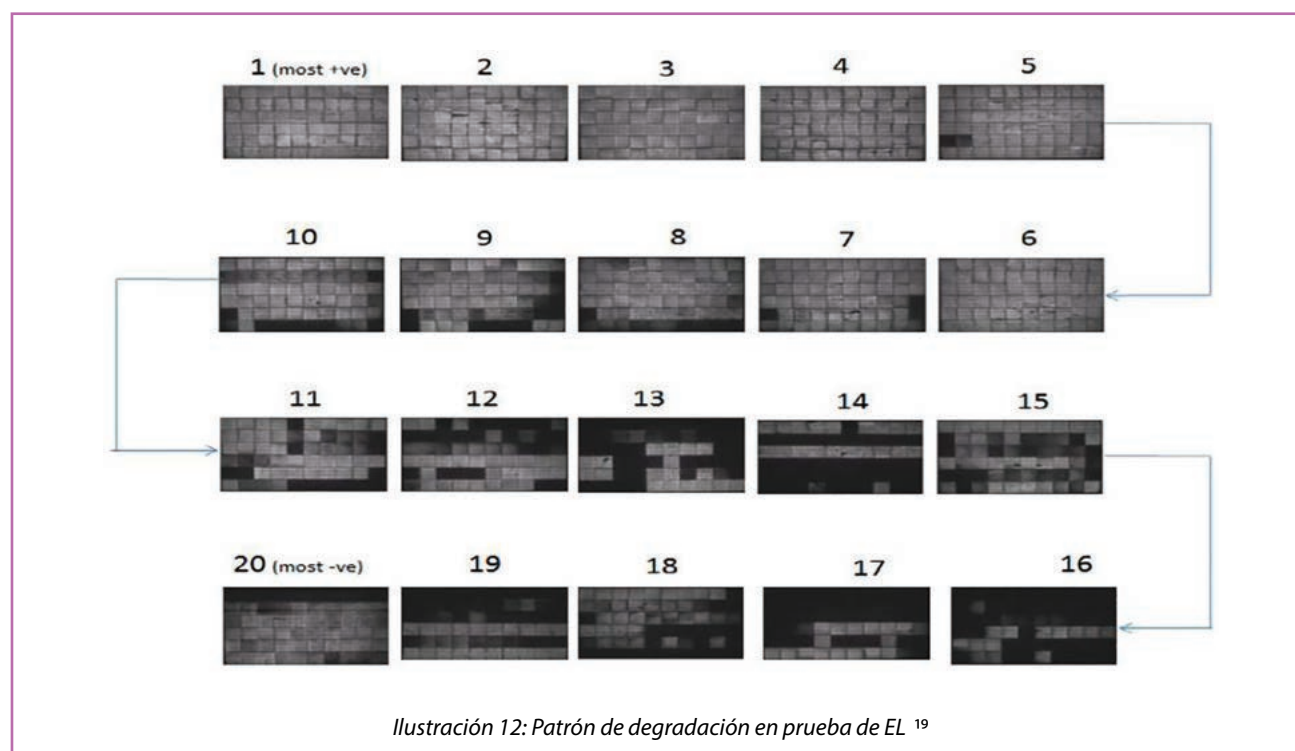


Ilustración 12: Patrón de degradación en prueba de EL ¹⁹

¹⁹ https://www.waaree.com/documents/FAQ_Potential_Induced_Degradation_White_Paper.pdf

La **International Electrotechnical Commission (IEC)**²⁰ ha desarrollado una norma y procedimientos de prueba para detectar PID en módulos FV de silicio cristalino IEC TS 62804-1: 2015²¹ y está desarrollando la norma IEC TS 62804-2 ED1:2020-23²² para módulos de capa delgada.

La forma de prevenir este fenómeno es a través de rigurosos ensayos de laboratorio en las fábricas de producción y en la puesta en marcha, así como el uso de inversores FV especialmente diseñados para evitar el PID.

No todos los módulos son sensibles a la degradación de PID, el riesgo aumenta con la tensión del sistema: 1kV - 1.5kV. Algunos fabricantes de módulos cuentan con certificados de PID FREE y los entregan si se les requieren.

Si el fenómeno PID se presenta en la etapa de O&M, se tienen las siguientes opciones:

- Poner polo negativo a tierra (no posible en inversores sin transformadores)
- Instalar recuperadores de PID (aplican tensión inversa durante la noche)

5.2. Otras inspecciones generalmente no contempladas en los contratos y planes de O&M

A pesar que la mayoría de los módulos FV cumplen

con la normativa de pruebas y certificación que establece la norma IEC 612215-2²⁴, de acuerdo a un estudio de la **International Energy Agency (IEA)**²⁵ "Performance and Reliability of Photovoltaic Systems Subtask 3.2: Review on Failures of Photovoltaic Modules"²⁶, las fallas típicas de los productos se dividen en tres categorías: **fallas prematuras, fallas en la mediana edad y fallas por desgaste**.

La figura siguiente muestra ejemplos para estos 3 tipos de fallos en los módulos fotovoltaicos.

Las **fallas de mortalidad prematura** ocurren al comienzo de la vida útil de un módulo fotovoltaico. Los módulos fotovoltaicos defectuosos fallan rápidamente e impactan dramáticamente los costos del módulo.

El fabricante y el instalador son los responsables de estos

fallos. La siguiente figura muestra la distribución de los tipos de fallas al inicio de la vida.

Los daños causados en el transporte representan el 5% de todos los casos de falla. Las fallas más importantes en el campo son la falla de la caja de conexiones, la rotura del vidrio, interconexiones de células defectuosas, marco suelto y delaminación. La estadística se basa al número de fallos en los dos primeros años posteriores de entrega respecto a un volumen total de aproximadamente 2 millones de módulos FV entregados por un distribuidor alemán entre los años 2006-2010.

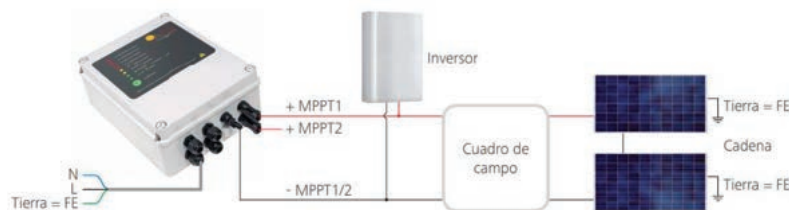


Ilustración 13: Ejemplo de instalación de recuperador PID

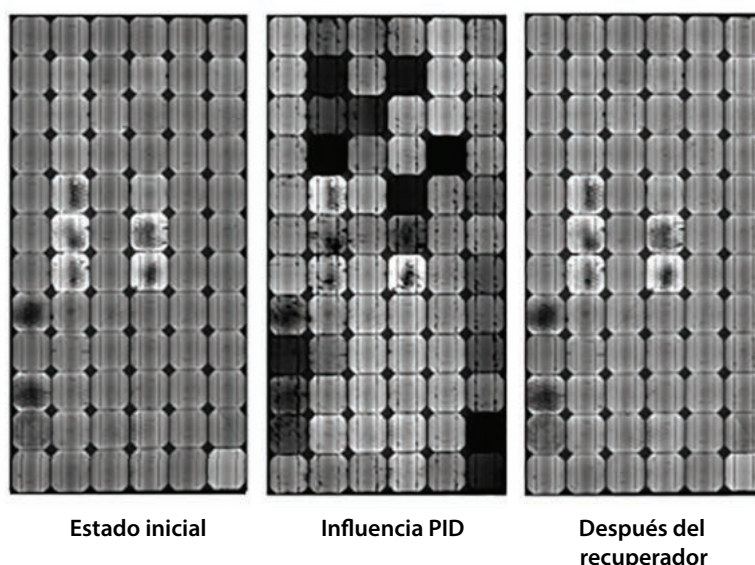


Ilustración 14: Ejemplo de recuperación del efecto PID²³

²⁰ <https://www.iec.ch/>

²¹ <https://webstore.iec.ch/publication/23071>

²² https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:38:0::::FSP_ORG_ID,FSP_APEX_PAGE,FSP_PROJECT_ID:1276,23,23061

²³ <https://textbook-photovoltaics.org/infos.html>

²⁴ https://www.irena.org/eventdocs/Forum%20on%20Regional%20Cooperation/1225_Quality%20of%20the%20PV%20System_Javier%20Diaz.pdf

²⁵ <https://www.iea.org/>

²⁶ http://www.iea-pvps.org/fileadmin/IEA-PVPS_T13-D3.3_Review_of_PV_Module_Failures.pdf

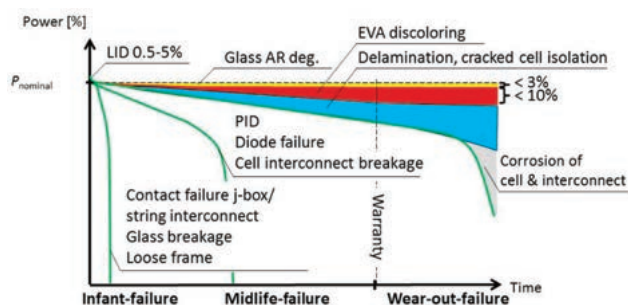


Ilustración 15: Fallas típicas en módulos.
Impacto durante la vida útil (fuente: IEA)

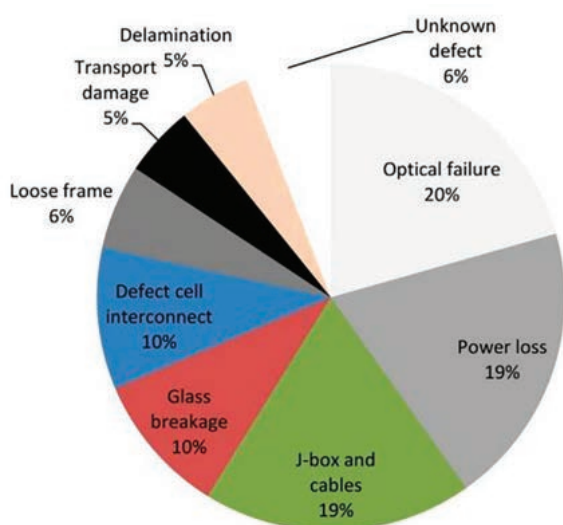


Ilustración 16: Tipos de fallas al inicio de la vida de los módulos FV (fuente: IEA)

Los fallos que ocurren en la mediana edad de los módulos FV se describen en la siguiente figura, son fallos registrados en campo durante 8 años. Se estima que el 2% de los módulos fotovoltaicos no cumplirán con la garantía del fabricante después de 11-12 años de funcionamiento. Este estudio muestra una tasa alta de interconexiones defectuosas en el módulo, un 33% de fallas debido a la rotura del vidrio, un 12% de fallos debida a la caja de conexiones y cables, un 10% en problemas en las células y un 9% debido a la falla de encapsulante y recubrimiento trasero.

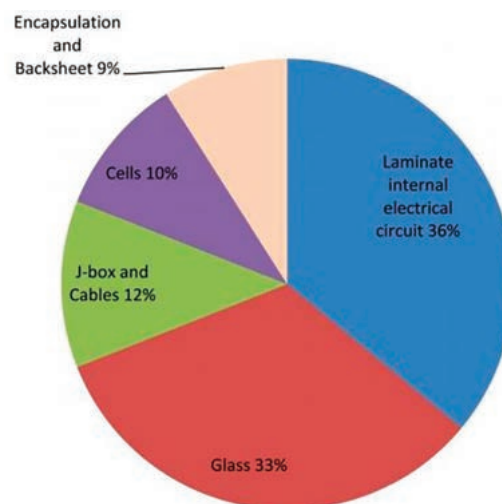


Ilustración 17: Tipos de fallas en la mediana edad de vida de los módulos FV (fuente: IEA)

5.2.1. Degradación de los materiales de fabricación

Periodicidad recomendada: semestral (salvo excepciones)

La inspección visual de los módulos para detectar degradación de los materiales que componen el módulo FV es una tarea muy importante que lamentablemente los manuales y contratos de O&M no especifican detalladamente y por lo general los daños se evidencian con las otras inspecciones cuando la incidencia está en una fase avanzada y el reclamo de las garantías se ve comprometida.

La inspección de la degradación se dificulta en instalaciones sobre cubiertas y tejados, por ello se recomienda hacer inspecciones aleatorias rotatorias en al menos un 5 % de la totalidad de módulos instalados.

Un módulo está formado por varias capas, tal y como muestra la siguiente ilustración:

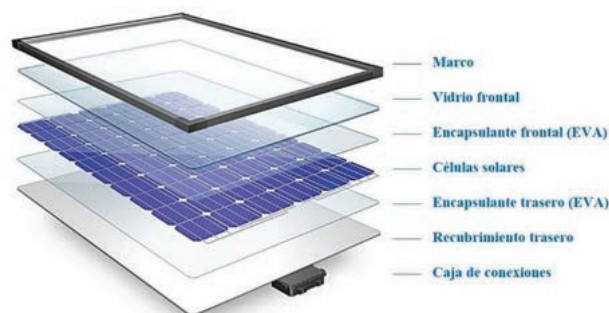


Ilustración 18: Materiales que componen un módulo FV (fuente: ²⁷)

²⁷ <https://blogs.publico.es/ignacio-martil/2017/06/23/como-lograr-energia-limpia-y-abundante-de-la-celula-solar-al-sistema-fotovoltaico/>

La degradación es el deterioro gradual de las características de un componente o de un sistema que puede afectar su capacidad para operar dentro de los límites de los criterios de aceptabilidad y que está causada por las condiciones de operación (Lannoy y Procaccia, 2005)²⁸.

La degradación de un módulo fotovoltaico es problemático cuando la incidencia supera un umbral crítico, que por lo general los fabricantes garantizan cuando la potencia alcanza un nivel inferior al 80% de la potencia inicial.

El rendimiento del módulo fotovoltaico puede degradarse debido a varios factores tales como: **temperatura, humedad, irradiación, daños mecánicos**. Cada uno de estos diversos factores puede inducir uno o más tipos de degradación tales como:

- Rotura del vidrio
- Corrosión
- Delaminación del encapsulante
- Decoloración
- Rotura de células y agrietamiento
- Fallo de diodo bypass
- Fallo en soldaduras

La siguiente ilustración muestra la tasa de defectos de algunos tipos de módulos fotovoltaicos después de más de 15 años de operación. La estadística se basa en el estudio de 271 módulos FV de 3 diferentes fabricantes. Los módulos pueden verse afectados por más de un tipo de falla.

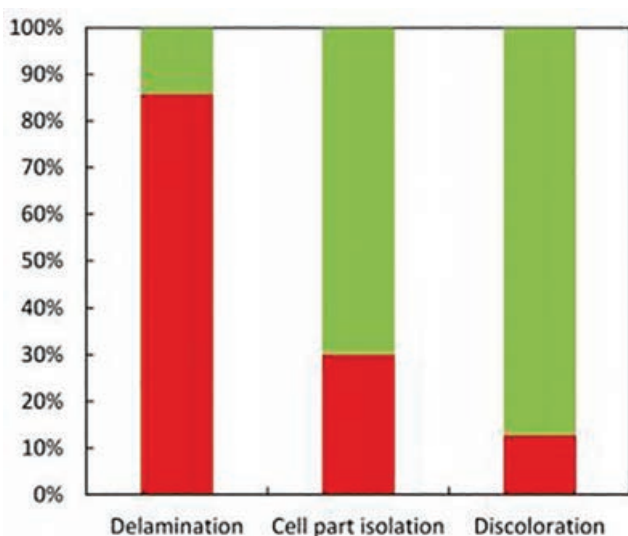


Ilustración 19: Tipos de fallas en módulos FV operando > 15 años (fuente: IEA)

Los fallos predominantes del módulo fotovoltaico son: delaminación, aislamiento en células debido a grietas y decoloración del laminado. Las fallas conducen a una pérdida de potencia entre 0% y 20%, en promedio un 10%.

5.2.1.1. Rotura del vidrio

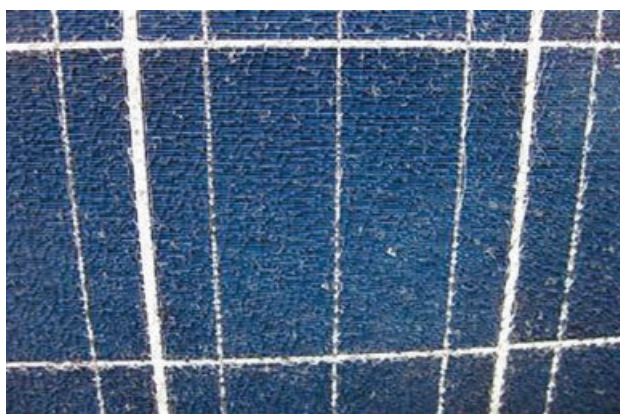
Periodicidad recomendada: semestral

La rotura del vidrio se produce usualmente por acciones externas: incidencias en el transporte, deficiente instalación (dilatación de materiales e incorrecta separación entre módulos FV, torques incorrectos en la sujeción), rayos, granizo, proyectiles de caza, vegetación (raíces), golpes de maquinaria de limpieza, etc.

La rotura del vidrio, al ser templado, se produce en forma de astillado de la superficie. **Dependiendo de la magnitud del astillado algunas veces se reduce el rendimiento**, pero muchas veces pueden seguir operando sin reducción de potencia notable por varios años, por tanto, **algunas veces no se detectan con las pruebas de rendimiento que anteriormente se han descrito, ni en la monitorización del sistema FV**.

En otras ocasiones además de tener una pérdida considerable de potencia, se tienen un importante riesgo de descarga eléctrica y daños internos por humedad. **Las roturas y grietas suelen ir seguidas de otros tipos de degradación, como corrosión, decoloración y delaminación**.

Es por ello, que **después de importantes tormentas con granizo, fuertes rachas de viento o si la instalación está cerca de un coto de caza, se recomienda inspeccionar el estado de los vidrios al término de la temporada de lluvias, viento y/o de caza**.



²⁸ <https://www.lavoisier.fr/livre/construction-mecanique/evaluation-et-maitrise-du-veillissement-industriel/lannoy/descriptif-9782743007508>



Ilustración 20: Ejemplos de módulo FV con vidrio roto

En caso que la reparación no sea posible y las garantías exigibles no apliquen, se deberá tener un **correcto reciclaje de los módulos FV**.

Así mismo se recomienda revisar las coberturas de los seguros contratados ante este tipo de siniestros.

5.2.1.2. Corrosión

Periodicidad recomendada: anual

De acuerdo a una investigación de la **Universidad Paul Valéry de Montpellier**²⁹, la erosión del vidrio

se debe a la deposición de partículas transportadas por el aire, a la sedimentación de depósitos de agua de lluvia y al lixiviado de los mismos o al intercambio iónico entre los álcalis del vidrio y el ion H^+ del agua. El proceso se intensifica en ambientes urbanos con polución intensa y también por el uso de marcos que contribuyen en conservar una cantidad pequeña de agua sobre el borde de módulo. Como resultado de todo ello, se produce una **pérdida irreversible de transmitancia óptica a lo largo del borde inferior del módulo**.

En instalaciones de **más de 10 años de antigüedad es común observar la corrosión del vidrio en la cadena inferior de células de la mayoría de los módulos FV**.

Una vez que la humedad ingresa al módulo, se inicia una corrosión, la retención en el marco del módulo aumenta la conductividad eléctrica del material. De hecho, la corrosión ataca las conexiones metálicas de las células fotovoltaicas causando una pérdida de rendimiento mediante el aumento de las corrientes de fuga.

El **Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)**³⁰ publicó un documento de pruebas de confiabilidad para validar la vida útil de 25 años de los módulos FV *"Reliability testing beyond Qualification as a key component in photovoltaic's progress toward grid parity"*³¹, en el estudio refiere que **la humedad y la temperatura son los elementos más dañinos, afirmando que la corrosión es el modo más común de degradación**.

Otra publicación de CR Osterwald³² argumenta que las degradaciones más rápidas por corrosión son

²⁹ <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00180324/document>

³⁰ <https://www.ieee.org/>

³¹ <https://ieeexplore.ieee.org/document/5784534>

³² <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/pip.861>



Gestionamos el tratamiento responsable de los módulos solares gracias al proceso SolRecycle® y la coordinación efectiva con Gestores de Residuos Autorizados para el reciclaje de los módulos solares fotovoltaicos y/o sus componentes en el final de su vida útil.



e-mail: comercial@solucciona.com
tel.: 665205256

causadas por el oxígeno, que es el principal factor de la corrosión en las uniones de silicio. La humedad en el módulo fotovoltaico se correlaciona con la tasa de degradación, **especialmente en zonas geográficas calientes y húmedas.**

La infiltración de la humedad en el etilvinilacetato (EVA), es significativa durante su vida útil. La única forma de prevenir la penetración de humedad es sellar adecuadamente, mediante el uso de juntas de baja difusividad térmica que contiene una gran cantidad de desecante.

Este tipo de daño ocurre típicamente en el borde más bajo del módulo PV y es normalmente irreversible. Se aprecia una apariencia borrosa u oscura del vidrio.

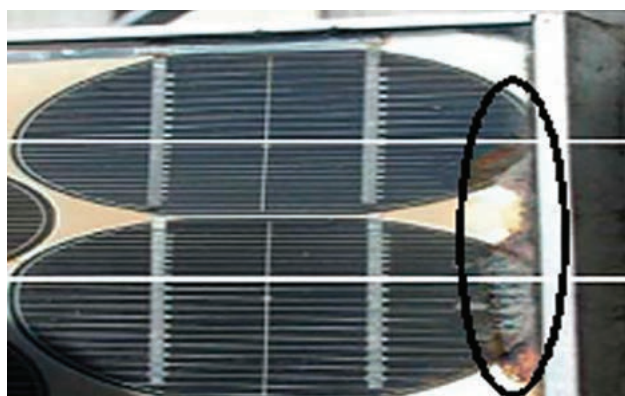


Ilustración 21: Módulo FV afectado por corrosión

5.2.1.3. Delaminación

Periodicidad recomendada: anual

La delaminación es un modo de falla donde un material se fractura o separa en capas que lo componen, y que supone una significativa pérdida de resistencia mecánica del material.

En el módulo FV, **la delaminación causa una pérdida de adherencia entre el polímero de encapsulación y las células o entre las células y el vidrio.** Representa una importante incidencia porque causa dos efectos: el aumento de la reflexión de la luz y la penetración de agua dentro de la estructura del *módulo*. **La delaminación es más severa cuando se presenta en los bordes del módulo porque, además de pérdida de la energía, provoca riesgos eléctricos laborales.** La penetración de humedad en el módulo causa diversas degradaciones químicas y físicas, como la corrosión del metal del marco del módulo.

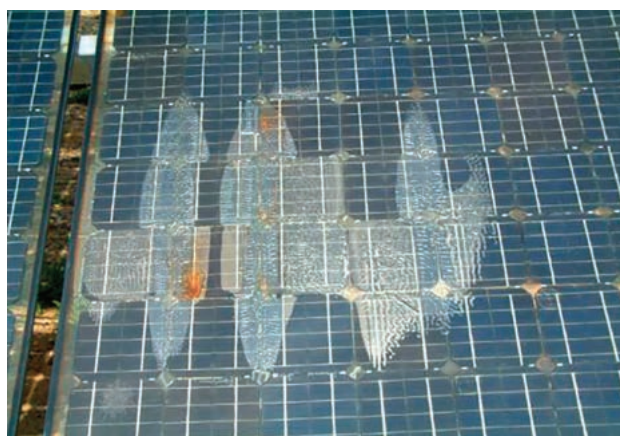
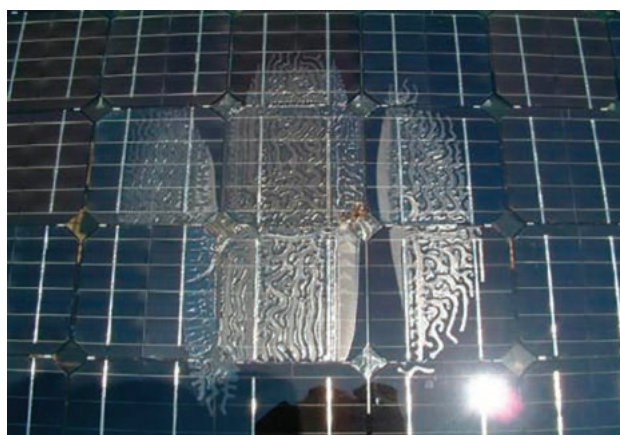
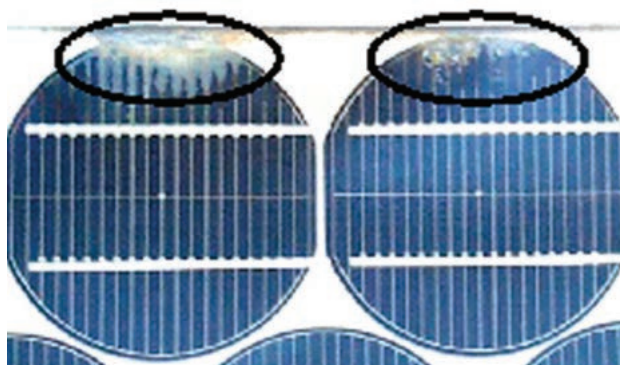


Ilustración 22: Ejemplos de Módulos FV con delaminación. (Fuente: CIEMAT)

Este defecto **puede aparecer en una etapa muy temprana**, incluso justo después de la instalación del módulo, y agravarse durante toda la vida útil del mismo, derivando en **burbujas en la parte trasera del módulo y en zonas blancas o lechosas sobre las células FV**.

5.2.1.4. Decoloración

Periodicidad recomendada: anual

La decoloración generalmente resulta en una degradación del encapsulante del módulo - EVA (acetato de vinilo de etileno) o material adhesivo entre el vidrio y las células fotovoltaicas. La decoloración es un cambio en el color del material que se vuelve amarillo y a veces marrón. **Modifica la transmitancia de la luz que llega a las células fotovoltaicas y por lo tanto se reduce la potencia.**

Los investigadores Oreski y Wallner³³ (2009) evaluaron los mecanismos de envejecimiento en películas multicapa que se utilizan para la encapsulación de células fotovoltaicas, indicando que las principales causas de la degradación del EVA se deben a la



Ilustración 23: Ejemplo de Módulos FV con decoloración. (Fuente: IEEE-TISO, 2008)

combinación de rayos UV con agua, bajo **temperaturas superiores a los 50°C**. Esto puede deberse a los polímeros utilizados, significando que **la decoloración proviene del polímero encapsulante en lugar del elemento adherente**. Descubrieron que la decoloración del EVA no se propaga de forma similar en todas las áreas de los módulos que utilizan los mismos polímeros.

En los últimos años **para reducir los costos de fabricación de las células fotovoltaicas**, los productores **han variado el espesor y la superficie de las células FV**. El grosor de las células fotovoltaicas de silicio disminuyó de 300 μm a menos de 200 μm y algunas veces hasta menos de 100 μm . Además el área de la superficie de la célula se va incrementando. Esto hace que **las células fotovoltaicas sean más frágiles y más susceptibles a la rotura durante el almacenamiento y transporte**. En general, es imposible detectar a simple vista las grietas en el módulo fotovoltaico ya operativo. La detección se puede hacer utilizando métodos ópticos (Rueland³⁴), como se mencionó en el punto de Inspecciones por Electroluminiscencia (EL).

5.2.2. Concentración de excrementos de aves

Periodicidad recomendada: semestral

Generalmente la fecha de limpieza de los módulos FV se establece antes de los meses de mayor irradiación, o cuando las células calibradas instaladas para medir el efecto suciedad (generalmente por polvo) indican un porcentaje predefinido de pérdida respecto a la célula limpia. Pero muchas veces no se contempla si la instalación está afectada por un **paso recurrente de aves o si en los alrededores de la instalación existe un entorno que propicie una estada permanente**.

Aunque se tenga un sistema de monitorización de producciones por cadenas o por inversor, muchas veces esta incidencia no se puede detectar a tiempo, salvo haciendo una amplia inspección visual en campo.

La suciedad de los módulos por polvo generalmente se limpia de forma rápida y con métodos simples, pero **la suciedad por excrementos de aves es muy ácida** (con un pH entre 3,5 y 4,5), esto hace que sea **muy corrosiva**, por tanto **la limpieza planificada puede no ser eficiente para retirarlos**

³³ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X05000794>

³⁴ <https://pdfs.semanticscholar.org/5ebb/e7826074831bb3f49d31a3435352ac77dfbb.pdf>

totalmente, por lo que se tiene que modificar el método de limpieza, con los sobrecostos implícitos (alguna vez se requiere uso de desinfectante). Además, una gran parte de los módulos pueden verse afectados en un breve periodo de tiempo.

Por ello, se recomienda tomar en cuenta estos aspectos para **planificar inspecciones después de los pasos migratorios de aves** o en su defecto de forma semestral. Estas inspecciones se vuelven más relevantes en los sistemas de autoconsumo ya que por lo general están sobre cubiertas de naves industriales o tejados que no permiten detectar los daños a simple vista.

Además de verificar el estado de afectación de los módulos por la parte frontal, se debe **revisar que no haya nidos en la parte posterior o en las canaléticas** del cableado.



Ilustración 24: Módulos con excrementos de aves.



Ilustración 25: Módulos con excrementos y suciedad.

Para solucionar problemas de esta envergadura es necesario combinar diferentes **sistemas físicos de**

ahuyentamiento de aves; como pueden ser los siguientes:

SISTEMAS TÁCTILES

Alambres con púas, hileras de alambre de acero tensado, alambradas electrificadas, chorros de agua, geles, pastas, etc.

VARILLAS ANTIPOSAMIENTO

Son pinchos de acero inoxidable sobre una base de policarbonato. Las tiras se fijan sobre la superficie a ser protegida, con adhesivos especiales formando una barrera para prevenir que las aves se posen en las cornisas, parapetos, vigas, tuberías...etc.

REDES

El empleo de redes es uno de los métodos más efectivos y duraderos para prevenir que las aves formen nidos en las estructuras de fijación de los módulos FV. Se pueden utilizar redes de distinto tamaño de malla en función del tipo de ave; de 19mm para gorriones, de 28mm para estorninos, de 50mm para palomas, de 75mm para gaviotas...etc.

SISTEMAS VISUALES

Incluyen el uso de luces centelleantes, falsos búhos, serpientes, espantapájaros, globos y otros aparatos.

SISTEMAS OLFATIVOS

Como por ejemplo, el vapor de naftalina, que para que sea efectivo se debe emplear en dosis altas, por lo que no se recomienda su uso en edificios ocupados por personas.

SISTEMAS SONOROS

Incluyen ruidos estridentes, repentinos e inusuales. El ahuyentador sónico se instala en un gran número de instalaciones FV.

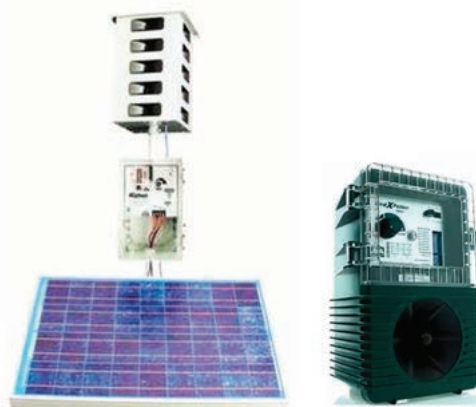


Ilustración 26: Ahuyentadores sónicos de aves.

5.2.3. Recubrimientos fotocatalíticos – Solución auto limpiante

La fotocatalisis es una reacción fotoquímica que convierte la energía solar en energía química en la superficie de un catalizador o sustrato, consistente en un material semiconductor que acelera la velocidad de reacción. Durante el proceso tienen lugar reacciones tanto de oxidación como de reducción.

Los **materiales fotocatalíticos**, irradiados con la luz solar adecuada (absorción directa o indirecta de energía radiante UV), **aumentan la eficacia de degradación de las sustancias orgánicas e inorgánicas con las que entran en contacto.**

Por tanto, la **fotocatalisis** es una solución muy interesante para la autolimpieza, ya que **no necesita de la adición de reactivos químicos y puede emplear la radiación ultravioleta del sol.**

Algunas ventajas que tienen estas nuevas tecnologías o procesos de oxidación avanzada sobre los métodos convencionales son:

- Transforman químicamente el contaminante.
- Se consigue normalmente la mineralización com-

pleta del contaminante, o lo que es lo mismo, su destrucción. En cambio, las tecnologías convencionales, al no emplear especies tan fuertemente oxidantes, no alcanzan a oxidar completamente el contaminante.

- No suelen generar barros que posteriormente requieren de un tratamiento y/o disposición.
- Muy útiles para tratar contaminantes refractarios que no responden a otros métodos de tratamiento.

Existen materiales autolimpiantes basados en Dióxido de Titanio (TiO₂) que se pueden aplicar a través de nanopartículas a diversos materiales como puede ser el cemento, la cerámica, el asfalto, etc. También se da la aplicación en materiales como vidrio y plásticos a los que también les confiere la **propiedad antiniebla** (espejos, escaparates, ventanas, etc.). La suciedad se elimina de forma natural, ya que se reduce la capacidad de adherencia de partículas extrañas, polvo o impurezas y descompone también las grasas que actúan como adhesivo de las impurezas. Los compuestos orgánicos de la superficie se descomponen mediante una reacción de oxidación, además de tener efectos de antibiosis y esterilización.



SurfaShield G

RECUBRIMIENTO NANOTECNOLÓGICO PARA MEJORAR LA PRODUCTIVIDAD DE PANELES FOTOVOLTAICOS ENTRE UN 4-7%.

DISMINUYE LA REFLECTANCIA DEL CRISTAL: INCREMENTA LA POTENCIA PICO DEL PANEL UN 2% INMEDIATAMENTE DESPUÉS DE SU APLICACIÓN.

PROPIEDADES FOTOCATALÍTICAS QUE TRANSFORMAN EL CRISTAL EN AUTO-LIMPIANTE: SE REDUCE LA FRECUENCIA DE LIMPIEZA.

PROPIEDADES ANTIESTÁTICAS Y ANTIEMPAÑAMIENTO. REDUCE EL ÁNGULO DE REFRACCIÓN SOLAR.

NANOAVANT
AVANT-GARDE NANOTECHNOLOGY

www.nanoavant.com

Instagram Facebook LinkedIn Twitter

Esto tiene lugar gracias a dos tipos de mecanismos fotoinducidos que la película de TiO_2 le otorga al material donde se dispone, la hidrofiliidad fotoinducida y la oxidación fotocatalítica.

La hidrofiliidad es la afinidad que tiene la superficie de TiO_2 con el agua, que tiende a acercarse y a mantener el contacto con ella. Cuando la superficie de la película fotocatalítica de TiO_2 se expone a la luz UV, el ángulo de contacto del agua con la superficie se

reduce, con lo cual, la superficie se convierte en hidrófila y evita las manchas por las marcas de cal o suciedad e impide la adherencia de polvo. Esto ofrece dos beneficios, fácil limpieza y auto limpieza con la lluvia.

Actualmente en el mercado se ofrecen tratamientos mediante pulverización para recubrir los vidrios de los módulos FV, tanto para protegerlos, como para revitalizar su rendimiento. Esta solución puede **aumentar la eficiencia de los paneles fotovoltaicos**, ya que reducen la reflectividad de la luz solar mediante la reducción de la microrugosidad del vidrio, captan mayor incidencia de fotones mediante el fenómeno de refracción y aportan propiedades superhidrofílicas y antiempañamiento, que previenen la formación de gotas que puedan dispersar la luz. Y por tanto, **reducir la frecuencia de limpiezas y el consumo de agua asociado**.

5.2.4. Correcta instalación y estado del sistema de sujeción

Periodicidad recomendada: al inicio del contrato y después de forma anual.

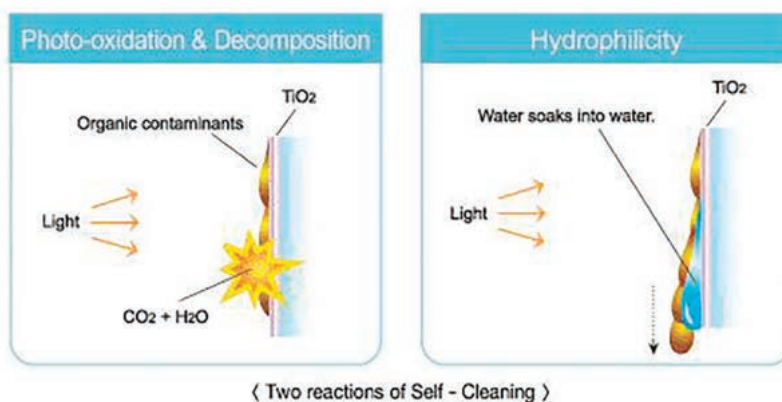


Ilustración 27: Reacciones químicas de autolimpieza.
Fuente: Nano Co. Ltd.

Esta tarea generalmente pasa desapercibida en los planes y contratos de O&M, pero es de vital importancia para garantizar el correcto funcionamiento; pero sobre todo **preservar la integridad de los módulos FV** durante su vida útil, así como la **seguridad de los**

trabajadores e instalaciones.

Cada fabricante tiene manuales de instalación que se deben cumplir principalmente por el tema de seguridad, pero también por el tema de reclamación de garantías, ya que **si se usa un método de montaje alternativo o no aprobado por el fabricante, las garantías se perderán.**

La mayoría de los fabricantes de módulos FV cumplen varias normas internacionales como la norma UL 1703³⁵ en las cuales se realizan pruebas a los paneles solares para determinar su clase de protección, así como las restricciones que deben cumplirse en la instalación y el mantenimiento de los sistemas FV: no pisar el módulo, no ponerse de pie, ni caminar sobre ellos.

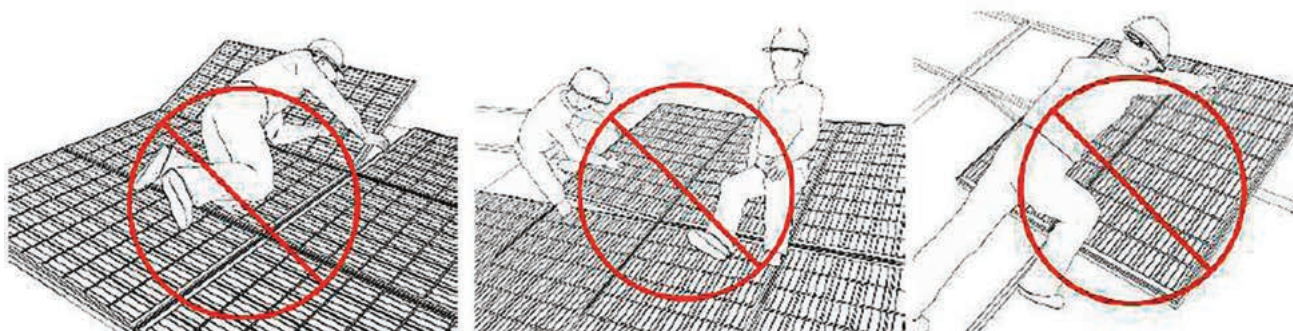


Ilustración 28: Restricciones al revisar el sistema de fijación y su estado.

³⁵ https://standardscatalog.ul.com/standards/en/standard_1703_3

Los manuales de los fabricantes ofrecen diferentes opciones de sujeción dependiendo de la ubicación final del módulo FV. En instalaciones sobre estructuras fijas y seguidores solares es común usar pernos porque hay suficiente espacio para colocarlos. Pero en un tejado donde los paneles frecuentemente se colocan coplanares, este método de sujeción es complicado y dificultaría el mantenimiento. Por tanto, es recomendable **estudiar las características de los diferentes tipos de sujeción y adaptar el plan de mantenimiento.**

Es importante **revisar si los módulos FV se están sometiendo a cargas de viento y nieve superiores a las permitidas por el fabricante.**

Para ello la empresa de O&M deberá **solicitar los cálculos que se hicieron en el proyecto original autorizado.** Por ejemplo, en algunos módulos FV de la marca **TRINA**³⁶, la presión de carga mecánica máxima es de 2400 Pa (nieve) desde el lado delantero y 2400 Pa (viento) como máximo desde la parte trasera. En otros módulos FV de la marca **JINKO**³⁷ indican que soportan una presión máxima positiva (descendente) de 5400 Pa y negativa (ascendente) de 2400 Pa.

Otros aspectos que pueden afectar la cobertura de la garantía es si los módulos se instalan en emplazamientos con una humedad: $> 85\%$ HR o si está en una zona de tormentas eléctricas, ya que prime-

ro deberá ponerse en contacto con el servicio técnico del fabricante para determinar el método de instalación y mantenimiento adecuado.

También se recomienda **verificar la conductividad de los marcos entre módulo y módulo en caso que no se tenga una ruta a tierra en el marco del módulo.** Así como el estado de corrosión del sistema de sujeción.

Revisar que bajo ningún concepto estén **obstruidos los orificios de desagüe del marco** del módulo durante la instalación o el uso.

El método de fijación variará dependiendo si los módulos FV tienen marco, si son de doble vidrio, si están instalados en cubiertas de forma coplanar, en estructuras, seguidores solares, etc. A continuación se presenta algunas especificaciones de los fabricantes y ejemplos para sensibilizar sobre la importancia de este tema, ya que **se recomienda estudiarlo previamente a la firma de un contrato de O&M, ya que las variantes de fijación, las especificaciones de cada fabricante, modelo y sistema afectarán los trabajos preventivos y/o correctivos en el mantenimiento** y las garantías de los módulos **podría invalidarse en caso que no sean correctas.** En mantenimientos preventivos y correctivos se recomienda **no taladrar orificios en la superficie de vidrio de los módulos ni orificios de montaje** adicionales en el marco ya que la garantía se perderá.



³⁶ https://static.trinasolar.com/sites/default/files/ES_02_PS-M-0525_A_User_Manual_Frame_201706.pdf

³⁷ https://www.jinkosolar.com/ftp/1000V%20TUV%20Manual_02_20170622-Spanish.pdf

5.2.4.1. Fijación con pernos

Los fabricantes recomiendan **usar todos los orificios del marco del módulo para su fijación a la estructura de soporte**. El marco de los módulos deberá estar fijo a un raíl de montaje por medio de

tornillos M8 resistentes a la corrosión, en combinación con arandelas elásticas y planas, en posiciones simétricas del módulo. El par de apriete aplicado debe ser lo suficientemente grande como para que los módulos queden firmemente fijados. El valor de referencia para los tornillos M8 es 16~20N*m.

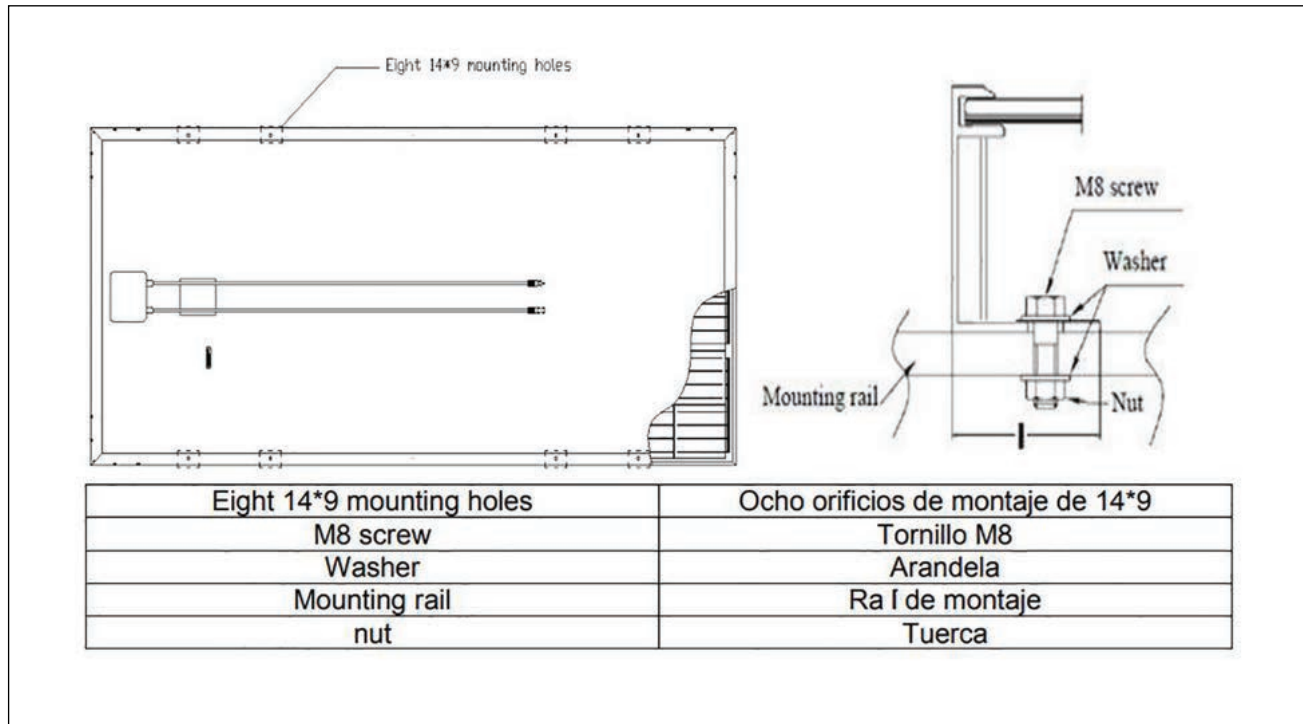


Ilustración 29: Ejemplo de montaje de módulo JINKO con pernos.

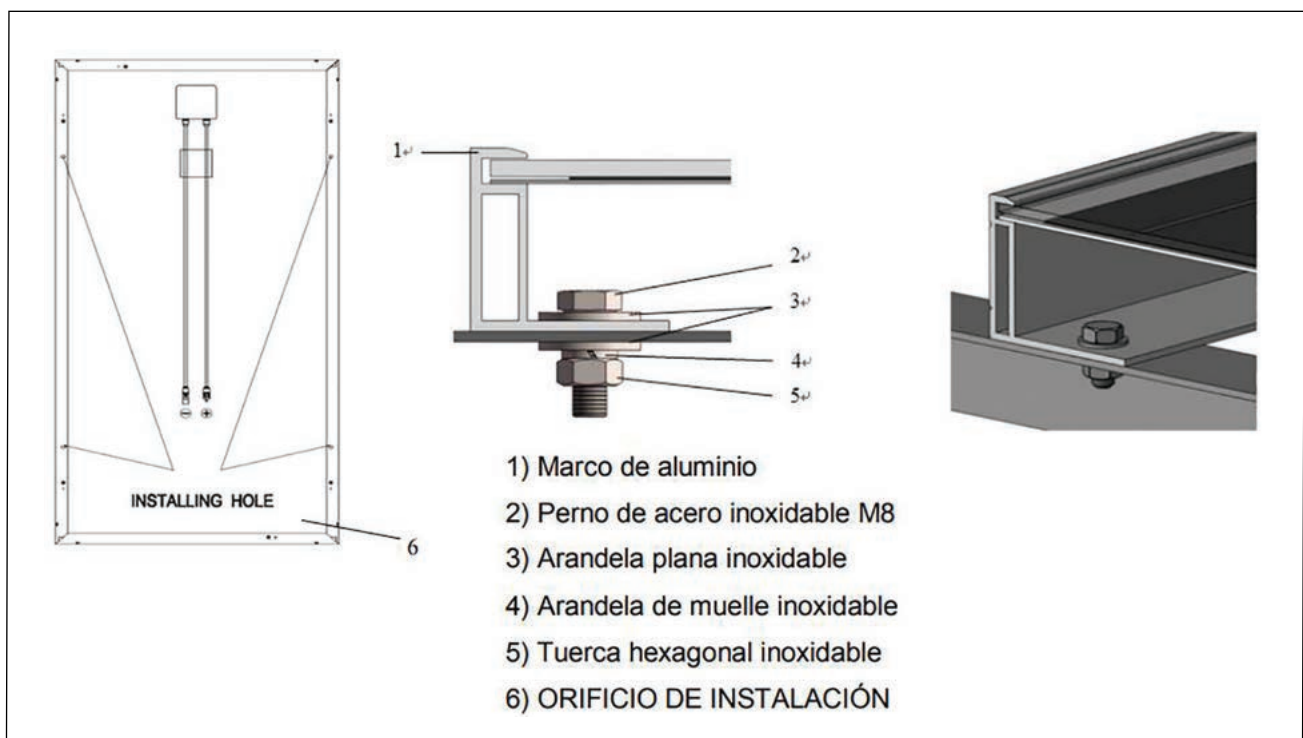


Ilustración 30: Ejemplo de montaje de módulo TRINA con pernos.

5.2.4.2. Fijación con abrazaderas

Este método de fijación únicamente permite el uso de abrazaderas en el lateral largo del marco. **En las inspecciones de mantenimiento se recomienda revisar que las abrazaderas de los módulos no estén en contacto con el cristal frontal ni deformen el marco. Se debe verificar que las abrazaderas no proyectan sombras.** El marco del módulo no debe modificarse bajo ninguna circunstancia.

está sometido a una carga de presión excesiva (viento y/o nieve), serán necesarios más abrazaderas o soportes para que el módulo pueda soportar dicha carga. Debe utilizarse un par de apriete según la norma de diseño mecánico adecuada para el perno usado.

Algunos fabricantes como JINKO incluyen en los manuales de instalación, recomendaciones extra respecto a las zonas de montaje y las distancias

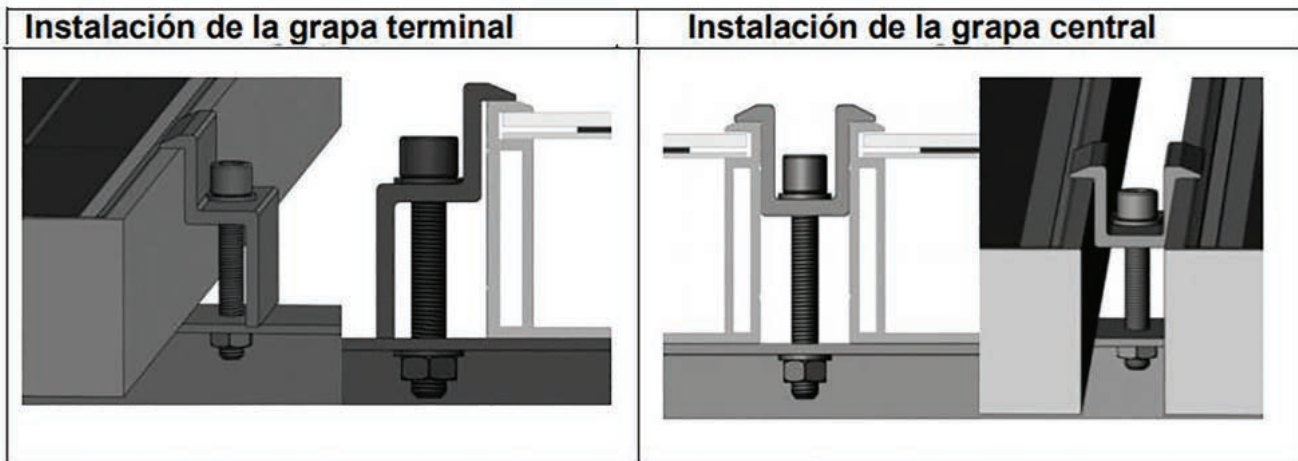


Ilustración 31: Ejemplo de montaje de módulo TRINA con abrazaderas

Al menos deberán haberse usado cuatro abrazaderas por módulo, dos en cada uno de los laterales largos del mismo en la instalación. Si el módulo

mínimas requeridas. La distancia con respecto al lugar de montaje sea mayor que J y menor que K:

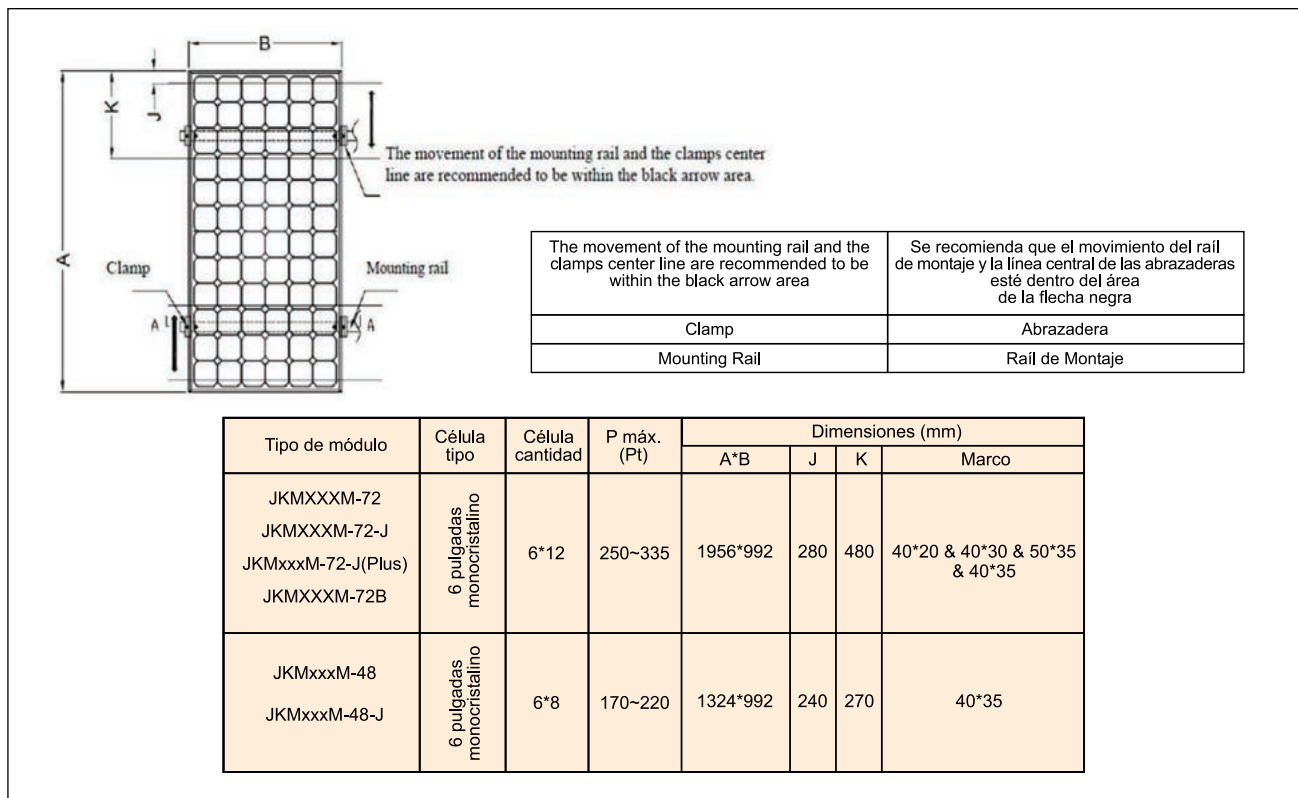


Ilustración 32: Ejemplo de montaje de módulo JINKO con abrazaderas

5.2.4.3. Fijación en seguidores solares de un eje

Fabricantes como **TRINA** limitan el uso de sus módulos a un modelo específico, como el de módulos con marco de 72 células. Indican una sujeción y materiales específicos.

5.2.4.5. Daños por una deficiente fijación

Los daños por deficiencias en la fijación o por no seguir las especificaciones del fabricante pueden ser muy importantes y cuantiosos; si **al inicio contractual de la O&M no se hace una amplia auditoria del**

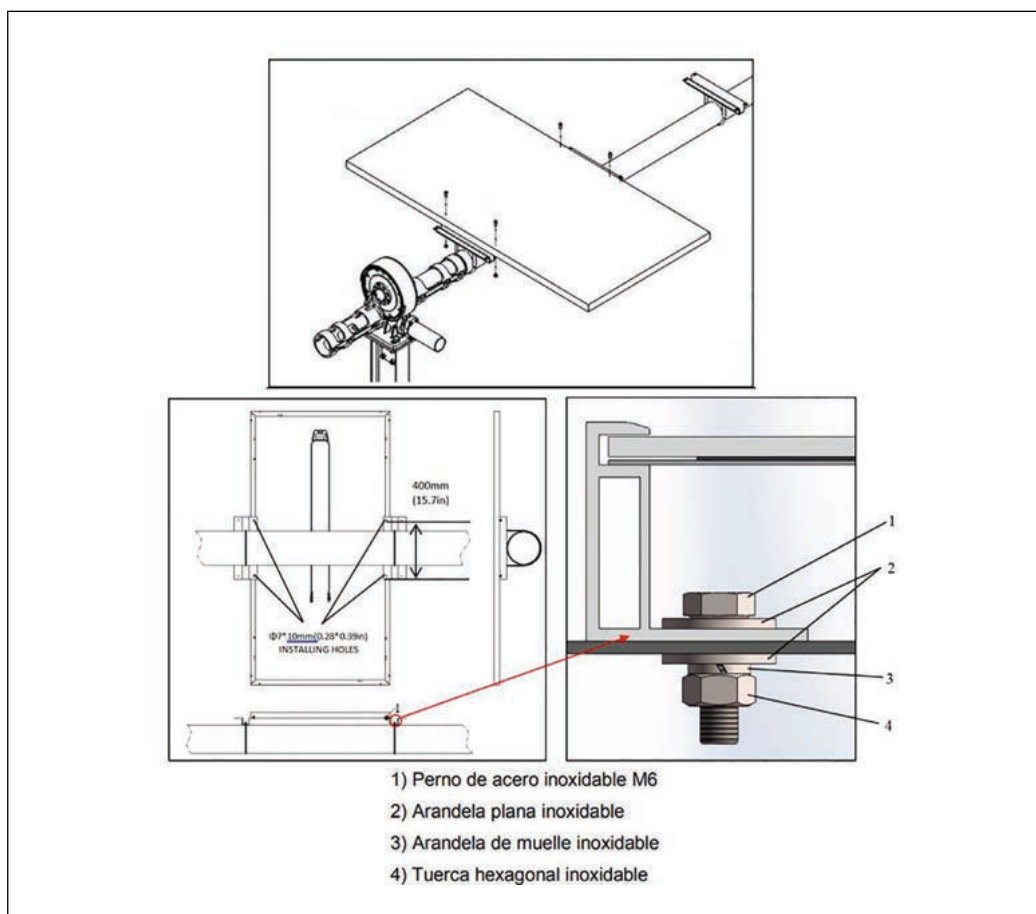


Ilustración 33: Ejemplo de montaje de módulo TRINA en seguidor de un eje.

5.2.4.4. Fijación de módulos de doble vidrio

Este tipo de módulos están diseñados para reducir las microgrietas, el envejecimiento por ultravioletas, la degradación, la corrosión, máxima resistencia al fuego, son idóneos para condiciones meteorológicas extremas, incluso en ambientes complicados con niveles elevados de humedad e irradiancia. Se tienen módulos con y sin marco.

La fijación se puede hacer con la tecnología Gecko Grip, con abrazaderas, marcos o un sistema integrado en el marco. Por ejemplo, **TRINA** tiene un amplio manual de instalación³⁸.

estado, revisión de los cálculos iniciales, es probable que la responsabilidad ante un siniestro recaiga en parte en la empresa mantenedora. Si se detectan anomalías se debe presentar un plan correctivo.

La periodicidad de revisión puede reducirse semestralmente en zonas de rachas de viento y caída de nieve, así como en tejados donde no exista un pasillo para el mantenimiento y en tejados con muchos años de antigüedad.

³⁸ https://static.trinasolar.com/sites/default/files/ES_01_PS-M-0524_A_User_Manual_Duomax_201706.pdf



Ilustración 34: Ejemplos de daños por montaje deficiente de módulos FV y corrosión de elementos de sujeción



ITMD
Instituto Tecnológico

FORMACIÓN
PARA EL EMPLEO

master.d

¡Fórmate y empieza a trabajar en el sector de las energías renovables!

- > Máster en Eficiencia Energética
- > Máster en Energías Renovables
- > Curso Energías Renovables
- > Curso Energía Solar
- > Curso Energía Eólica

**Formación on-line o semipresencial,
¡tú eliges!**



CONOCE EL INSTITUTO
TECNOLÓGICO MASTER.D
www.masterd.es
Tel. 900 30 40 30



MEJOR PROGRAMA
EDUCATIVO
PARA LA INSERCIÓN
PROFESIONAL
2020



5.2.5. Adecuada separación entre módulos

Periodicidad recomendada: al inicio del contrato

Algunas ocasiones por los tiempos reducidos en la fase de la instalación **no se respetan las distancias mínimas de separación entre módulos FV** que establece cada fabricante y esto a lo largo del tiempo puede causar daños a los módulos principalmente por las cargas causada por la **expansión térmica de las estructuras de soporte y en algunos casos por los marcos de los módulos**. En casos extremos provocar incendios por la rotura del módulo y por el efecto de arcos eléctricos.

Al igual que el tema de fijación, se recomienda que **antes de iniciar el contrato de mantenimiento, se soliciten las fichas de especificaciones de los módulos y se compruebe aleatoriamente la separación especificada**. Si se detectan incidencias reportarlo a la propiedad y presentar un plan correctivo.

Algunos fabricantes indican que la distancia mínima entre dos módulos debe ser de al menos 10 mm. en instalaciones sobre estructuras fijas y/o seguidores.

La distancia de separación en instalaciones sobre tejados aumenta, algunos fabricantes recomiendan dejar un espacio de al menos 115 mm entre los módulos y la superficie del tejado para facilitar que haya una ventilación adecuada. Y entre 20 y 24 mm de separación entre módulos instalados de forma coplanar para evitar que dilataciones térmicas (y

contracciones) causen esfuerzos innecesarios que podrían causar roturas o desperfectos.

En instalaciones con variantes de orientación Este-Oeste la separación entre módulos que se recomienda es de mínimo 65 mm.

Otros fabricantes advierten que si se emplean otras separaciones, puede quedar afectada la

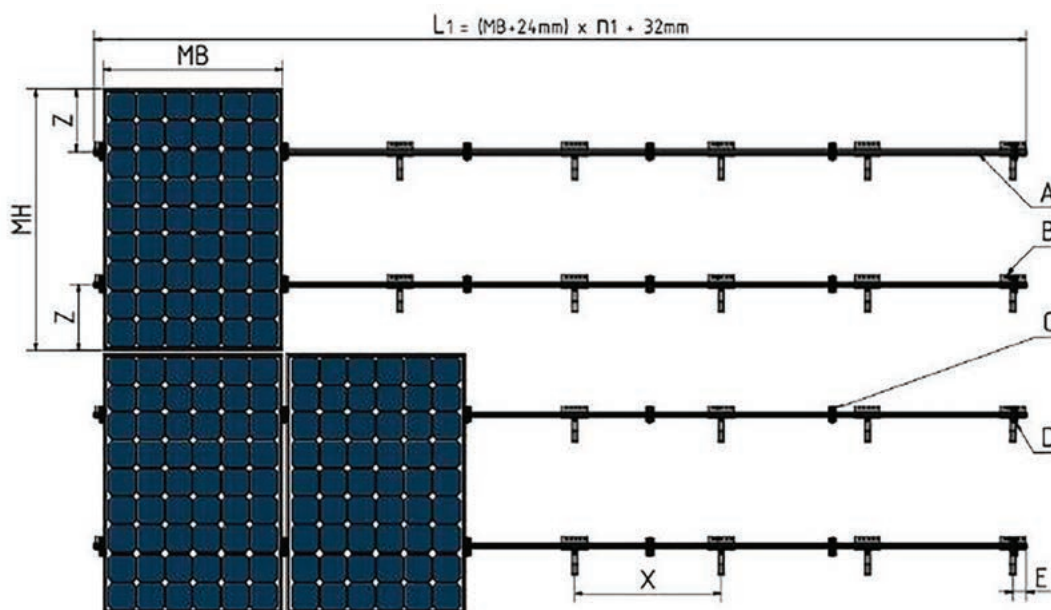


Ilustración 35: Ejemplo de especificación de separación de módulos en una instalación sobre tejado. Fuente: ³⁹

homologación de UL o a la calificación de la clase de protección de incendio.



Ilustración 36: La separación de módulos en una instalación sobre tejado de este tipo aumenta en algunos casos a 65 mm. Fuente: ⁴⁰.

³⁹ https://shop.ibc-solar.de/userdata/files/files/2017_Installation_manual_IBC_TopFix200_EN_V_17_01.pdf

⁴⁰ https://www.ibcsolar.se/fileadmin/redaktion/za/PV_Installers/Documents/Installation_manual_AeroFix_EN_V_15_01.pdf

EXPOFIMER 2021 se celebrará en noviembre de 2021 en el Palacio de Congresos de Zaragoza

AEMER (Asociación de Empresas de Mantenimiento de Energías Renovables) y Feria de Zaragoza organizan **EXPOFIMER 2021**, primera feria internacional de mantenimiento de instalaciones de energías renovables que tendrá como escenario el Palacio de Congresos de Zaragoza en noviembre del próximo año y que cuenta con la colaboración del **Gobierno de Aragón**, el **Clúster de la Energía de Aragón**, y otras entidades privadas y públicas.

La feria nace con la intención de celebrarse cada dos años, y ofrece por primera vez la oportunidad de conocer a las empresas del sector de la O&M, así como **exponer en un**

evento específico sus servicios, productos y soluciones ligadas a la mejora operativa de instalaciones renovables, al mantenimiento con alta calidad y disponibilidad y al alargamiento de su vida útil.

EXPOFIMER ya ha iniciado la comercialización de stands y sus organizadores se comprometen a implementar las recomendaciones y directrices de la Organización Mundial de la Salud (OMS) y de las autoridades sanitarias españolas con las que están en contacto permanente. En cualquier caso, en un escenario de cancelación del evento por el Covid-19 se devolvería el importe íntegro a todos los expositores.



 **EXPO FIMER 2021**
Feria Internacional de Mantenimiento de Energías Renovables
 **AEMER**

EXPOFIMER 2021

expofimer.aemer.org | 24 y 25 noviembre 2021

La primera feria europea en la que el mantenimiento y operación de renovables serán protagonistas indiscutibles

Organizan:  **AEMER**

Colaboran:  **FERIA ZARAGOZA**  **GOBIERNO DE ARAGÓN**  **CLÚSTER ENERGÍA ARAGÓN**

6. Medidas de seguridad que se deben tener en cuenta en los trabajos de O&M en las cubiertas.

Desde el punto de vista de la O&M, los requisitos mínimos que deben exigirse a cualquier cubierta es que responda a las necesidades funcionales, es decir, **pasillos de mantenimiento con líneas de vida, un acceso externo seguro, estabilidad estructural, estanqueidad, aislamiento térmico y canalizaciones de desagüe de pluviales operativas.**

De acuerdo a la experiencia de los asociados de **AEMER**, estos requisitos se cumplen en pocas instalaciones, lo cual a veces hace inviable el mantenimiento de la instalación FV bajo normas básicas de seguridad laboral.

Lamentablemente el propietario de la instalación se entera de estas deficiencias operativas hasta que requiere los servicios de mantenimiento del sistema FV; enfrentándose muchas veces a **una inversión económica considerable para adecuar sus instalaciones, siendo muchas veces el desembolso similar o superior al coste inicial de la instalación FV.**

6.1. Verificación de sistemas de seguridad para trabajos en altura Periodicidad recomendada: anual

La definición legal de un trabajo en altura es aquel que se realiza a más de 2 metros de altura. Desde el punto de vista técnico, debe considerarse trabajo en altura aquel en el que un operario puede caer a

un nivel diferente del que se encuentra trabajando.

Lamentablemente **el número de accidentes por trabajos en altura ha ido aumentando** en los últimos años. Según las estadísticas del **Ministerio de Trabajo, Migraciones y Seguridad Social**⁴¹ entre los años 2014 y 2018 el número de accidentes de trabajo en edificaciones, construcciones en superficies de altura ha aumentado un 28,92%. Este crecimiento de accidentes puede ser exponencial en los próximos años con el reciente boom de las instalaciones de autoconsumo FV.

Respecto a la **obligación de conservar en buen estado la edificación mediante un adecuado uso y mantenimiento recae sobre el propietario y/o usuario** (Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación⁴²)

Asimismo, es **el propietario, promotor o empresario quien ha de proveer los sistemas de protección necesarios a aquellos operarios que realicen los trabajos de limpieza o mantenimiento.**

Como consecuencia de esta situación, en muchos casos, la instalación de sistemas anti caídas (o sistemas de protección similares) no se contempla en el diseño del edificio y se instalan a posteriori, recayendo el coste y la responsabilidad nuevamente sobre el propietario.



⁴¹ <http://www.mitramiss.gob.es/estadisticas/eat/welcome.htm>

⁴² <https://www.codigotecnico.org/images/stories/pdf/queEsElCTE/marcoReglamentario/LOE.pdf>

6.2. Estado de impermeabilización y elementos de desagüe de pluviales
Periodicidad recomendada: al inicio del contrato y después de forma semestral, anual o trienal según corresponda.

El estado de impermeabilización de las cubiertas es otro factor importante a considerar en la seguridad de los trabajos de O&M de los sistemas FV.

Los trabajos de mantenimiento de la impermeabilización generalmente no recaen en la empresa mantenedora del sistema FV, pero para la seguridad de los trabajadores es de gran importancia que se ejecuten correctamente ya que de lo contrario pueden causar accidentes por **daños estructurales debidos a una deficiente impermeabilización**. Además, ante una incidencia, si existe un vacío de responsabilidad de estas actividades, parte de la responsabilidad podría recaer en la empresa mantenedora del sistema FV por no haberlo indicado en su momento.



Ilustración 37: Trabajos de impermeabilización en cubierta FV. Fuente: MACONI

Por ello, se recomienda antes de firmar el contrato de O&M del sistema FV conocer el estado de la impermeabilización y elementos del desagüe de pluviales, hacer una amplia inspección, un detallado informe de las evidencias encontradas y obtener por escrito constancia de recibo de la propiedad y/o gestor del activo.

Cualquier incidencia de impermeabilización que afecte al interior del edificio puede ser atribuido al diseño, instalación y/o mantenimiento del sistema FV, por lo cual se recomienda tener estos conocimientos para

poder deslindar responsabilidades en caso de un siniestro, siendo preferible evidenciar cualquier anomalía previamente.

Si la empresa de O&M del sistema FV no llevará el mantenimiento estructural de la cubierta, se recomienda exigir el libro de mantenimiento para comprobar que las actuaciones se han hecho conforme a lo que recomienda el CTE o la normativa vigente en el momento de su construcción.

CUBIERTAS	Limpieza de los elementos de desagüe (sumideros, canalones y rebosaderos) y comprobación de su correcto funcionamiento.	1 año ⁽¹⁾
	Recolocación de la grava	1 año
	Comprobación del estado de conservación de la protección o tejado.	3 años
	Comprobación del estado de conservación de los puntos singulares.	3 años

⁽¹⁾ Además debe realizarse cada vez que haya habido tormentas importantes.

Operaciones de mantenimiento en cubiertas referentes a la impermeabilización. Fuente: CTE

Para un correcto funcionamiento del sistema de desagüe de pluviales, la empresa mantenedora de la estructura de la cubierta debe comprobar perió-

dicamente los sifones y válvulas, cada vez que se produzca una disminución apreciable del caudal de evacuación o haya obstrucciones.

Se recomienda cada 6 meses limpiar:

- Los sumideros y los botes sifónicos de cubiertas transitables.
 - Los sumideros y calderetas de cubiertas no transitables
 - El separador de grasas y fangos si éste existiera.
- Se mantendrá el agua permanentemente en los sumideros, botes sifónicos y sifones individuales para evitar malos olores.

6.2.1. Inspección de la seguridad estructural de las cubiertas

En la inspección previa es fundamental conocer el material con el cual se ha impermeabilizado la cubierta y el año de construcción. Como se mencionó en el punto anterior existen diferentes normativas para cada caso y con esa información **la empresa de O&M puede decidir si la seguridad estructural de la cubierta está comprometida por una deficiente impermeabilización y/o mantenimiento de la misma** y quizá es mejor no aceptar el contrato hasta que se solucionen las incidencias encontradas.

Se recomienda **hacer la inspección conjuntamente con una empresa especializada en montaje, mantenimiento y reparación de cubiertas**. En caso que no sea posible, se recomiendan las

siguientes acciones: comenzar la inspección de una cubierta es comenzar en la azotea, y no directamente buscando posibles daños desde el interior. En caso de que la cubierta fuese ventilada asegurarse de que no hay grietas o roturas que puedan causar la penetración de agua por la cámara de aire.

El siguiente punto a revisar sería el acabado de la cubierta comprobando que no existen fisuras, manchas, ausencias de recubrimientos, plantas parásitas, etc., así como posibles roturas en uniones de diferentes pendientes. Por otro lado hay que verificar el estado de canalones y cornisas y demás elementos que se puedan desprender o deteriorar en general, que pudieran afectar al sistema de estanqueidad.

Particularmente **en las cubiertas no transitables se hace necesario comprobar que el mantenimiento se ha hecho por las zonas de circulación previstas**.

Comprobar que no se hayan acumulado sobre la cubierta objetos que puedan producir sobrecargas excesivas y, en caso de existir, que no hayan dañado la impermeabilización. Los estancamientos de la cubierta pueden presentarse por una mala ejecución de las pendientes, deformaciones de las estructuras o soportes de cubierta dañados. Es de vital importancia verificar la limpieza de la cubierta en rebosaderos, desagües y canalones, y la existencia de rejillas retenedoras.



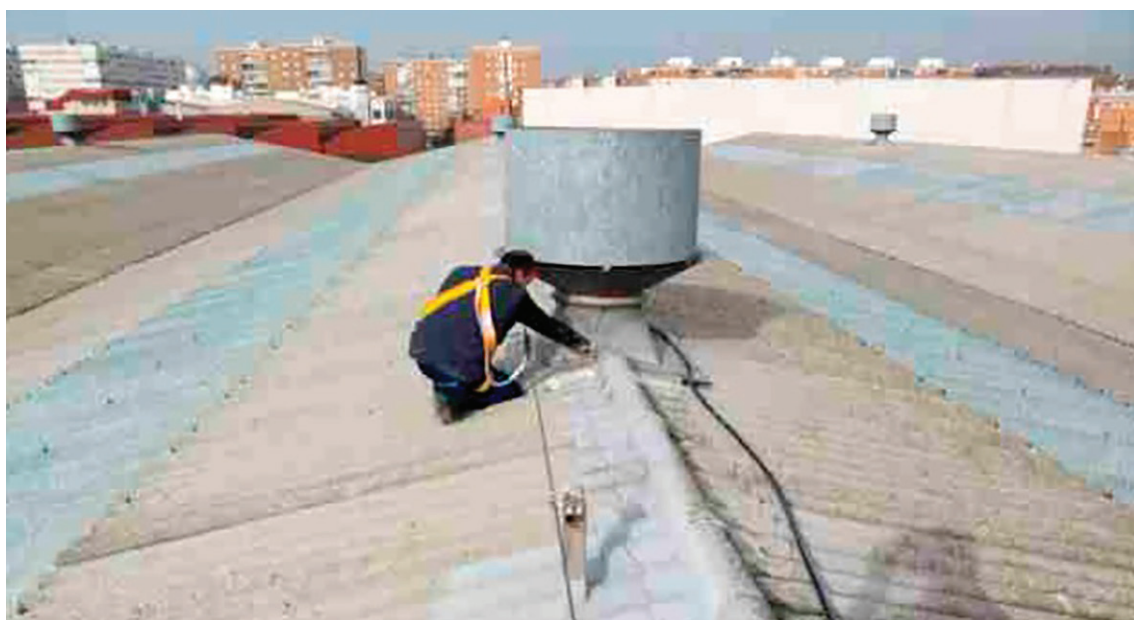
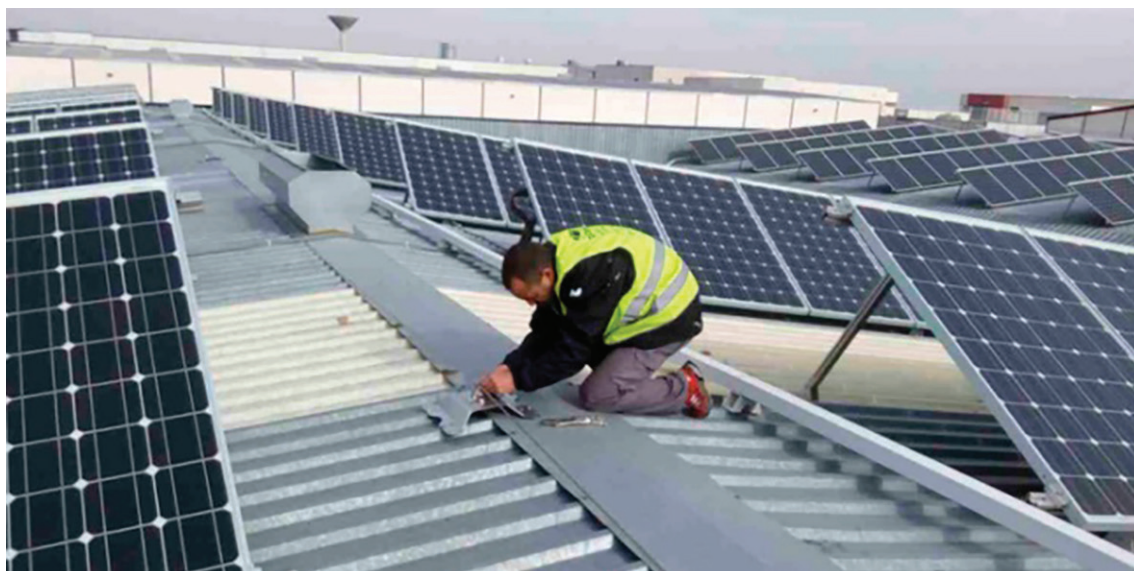


Ilustración 38: Inspección de cubiertas. Fuente: MACONI

7. Recomendaciones para mejorar la seguridad laboral y evitar incendios en instalaciones FV (autoconsumo) sobre cubiertas de naves industriales

En paralelo a esta Guía técnica, **AEMER** ha desarrollado otra guía de Recomendaciones mínimas con el objetivo de fortalecer la seguridad laboral en alturas y evitar siniestros de incendios en las cubiertas de Naves Industriales.

En dicho documento se describen las tareas de mantenimiento necesarias, inspecciones y pruebas en campo para mantener la seguridad laboral en las instalaciones y reducir los riesgos de incendio:

- Eficiente sistema de Líneas de vida
- Accesos seguros a las cubiertas
- Pasillos para el mantenimiento
- Sistemas de interrupción eléctrica en caso de incendio

- Señalización de evacuación y acceso de bomberos

- Prácticas operativas para reducir siniestros y lesiones

Consecuencias de un deficiente diseño, instalación y/o mantenimiento:

- Incendios en instalaciones FV sobre cubiertas
- Principales causas de incendio
- El peligro de los arcos eléctricos

Os invitamos a buscar este documento en la web de **AEMER** o solicitarlo a: info@aemer.org




VIABLE
 En 2018 se elimina el "impuesto al sol", garantizando el derecho a autoconsumir energía eléctrica sin peajes ni cargos.


RESPONSABLE
 La energía generada proviene del sol, fuente inagotable y limpia, contribuyendo al cuidado de nuestro planeta, inuestro bien más preciado!


INTELIGENTE
 El autoconsumo es una tendencia al alza entre las pequeñas y medianas empresas gracias a su rentabilidad económica.


CON FUTURO
 El autoconsumo es una realidad imparable, cada vez más demandado por la sociedad, que promete tener un futuro brillante.


Y MÚLTIPLES BENEFICIOS PARA TU EMPRESA

- Ahorro en costes energéticos
- Mayor competitividad
- Reducción de emisiones de CO2
- Incentivos fiscales
- Mejora de la imagen de marca
- Valor diferencial

Frauca, 13 · 31500 TUDELA (Navarra)
 Teléfono: **948 848 235**
magmamantenimiento.es
info@magmamantenimiento.es

8. Servicios de calidad en las empresas de O&M

Por lo general, las empresas de O&M se enfrentan a una intensa rotación de actuación en diferentes instalaciones FV debido a las condiciones comerciales del sector; donde el precio a veces es más importante que la calidad de los servicios.

Por tanto, las recomendaciones de diagnóstico y evaluación periódica expuestas anteriormente pueden ser ejecutadas o evidenciadas solo por aquellas empresas del sector que tienen una naturaleza de ofrecer servicios de calidad.

Desde hace varios años, **AEMER** lanzó una iniciativa mundial para avalar la rigurosidad, excelencia, capacidad, profesionalidad y calidad de los servicios de las empresas que prestan servicios de O&M en el sector de las energías renovables.

Desde el año 2016 conjuntamente con la compañía internacional **Applus+**⁴³ certifica con un **sello de**

calidad aquellas empresas que disponen de altos niveles de seguridad laboral, que cuentan con una estrategia de servicio definida, incorporando procedimientos y certificaciones de control de calidad, así como personal con amplia experiencia y formación adecuada, entre otras actividades.

El **Sello de Calidad ISP** (Independent Services Provider) **AEMER**⁴⁴, identifica a aquellas empresas con calidad suficiente para destacarse por su excelencia dentro del O&M. Es una garantía de cara a favorecer el crecimiento, consolidación y la confianza de los clientes en la Operación y Mantenimiento de activos renovables, consolidando y profesionalizando al sector.

Para mayor información sobre el Sello de Calidad: <https://aemer.org/sello-calidad-isp-aemer/>



⁴³ <https://www.applus.com/es/>

⁴⁴ <https://aemer.org/sello-calidad-isp-aemer/>

¿QUÉ ES AEMER?



La Asociación de Empresas de Mantenedores del sector de las Energías Renovables – **AEMER**, surge en 2014 con la misión de ser un punto de encuentro de empresas y expertos de clase mundial vinculados a los servicios de Operación y Mantenimiento con el fin de homogenizar y sumar experiencias.

Es el único espacio donde se reúne la amplia experiencia y conocimiento de las principales empresas especializadas del sector, bajo las premisas de calidad, control y mejora continua.

AEMER tiene, como objetivo centralizar y ser un foro de conocimiento de dichas experiencias, además de desarrollar las actividades necesarias para ejecutar los trabajos de operación y mantenimiento con la mayor calidad posible, creando unos criterios de calidad mínimos para entrar en el mercado. Además, sirve de punto de encuentro para los procesos de expansión internacional, dando soporte en todas las tareas, administrativas, legales, técnicas,... necesarias para llevar a cabo dicho proceso. Actualmente **AEMER** cuenta con 31 asociados en un contexto de creciente importancia de la actividad de mantenimiento.

AEMER se diferencia de otras asociaciones por ser un referente a nivel técnico y de gestión que aglutina a las empresas vinculadas al mantenimiento de las instalaciones renovables en condiciones óptimas de operatividad y seguridad.

Nuestros asociados prestan servicios certificados de calidad y colaboran ampliamente con los organismos gubernamentales, promotores, proyectistas, entidades financieras, propiedades y gestores de activos renovables.

AEMER es una organización abierta a la discusión e intercambios de propuestas y opiniones entre sus asociados. Todos los socios tienen los mismos derechos. La participación es igualitaria y transparente.

Consulte nuestros socios actuales:
<https://aemer.org/asociados/>

¿QUIÉN PUEDE SER SOCIO DE AEMER?

Para ser socios de **AEMER** no es necesario cumplir ningún requisito especial, salvo tener una actividad profesional afín a los servicios que se enmarcan dentro de la Operación y Mantenimiento del sector de las energías renovables y ser independiente de las grandes corporaciones.

Webinars que tienen amplia aceptación en España y Latinoamérica

AEMER realiza Seminarios presenciales y virtuales tipo webinar de forma periódica, difundiendo el conocimiento de Operación y Mantenimiento.

AEMER se diferencia de otras asociaciones por ser un referente a nivel técnico y de gestión que aglutina a las empresas vinculadas al mantenimiento de las instalaciones renovables en condiciones óptimas de operatividad y seguridad.

<https://aemer.org/jornadas-y-eventos-aemer/>



¿QUÉ ES EL SELLO DE CALIDAD AEMER-ISP?

La falta de un procedimiento de homologación reglado y aceptado por los clientes hacía necesario crear un sello que fijara unos criterios de calidad mínimos que permitiera identificar aquellas empresas con medios y experiencia suficientes.

AEMER, Asociación de Empresas de Mantenimiento de Energías Renovables, defiende los intereses de sus asociados para mejorar la profesionalidad, estandarizar procedimientos, apoyar la internacionalización y minorar riesgos.

CRITERIOS MÍNIMOS DE CALIDAD

El Sello de Calidad **ISP AEMER**, permite identificar a aquellas empresas con calidad suficiente para ser identificadas por su excelencia dentro del O&M.

Es una necesidad y una garantía de cara a favorecer la confianza de los clientes en el mantenimiento.

A través de la normalización de los procedimientos se pretende generar confianza, seguridad y satisfacción en los potenciales clientes y prescriptores acerca de O&M, favoreciendo, así el crecimiento, consolidación y profesionalidad del sector.

Quiero Certificarme

¿Cómo puedo saber si mi empresa es apta para obtener la certificación SPC 093?

Cualquier empresa puede optar a la certificación regulada por el SISTEMA PARTICULAR PARA LA CERTIFICACIÓN DEL SERVICIO DE MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES DE ENERGÍAS RENOVABLES, diseñado conjuntamente entre **AEMER & APPLUS+** y avalada por los inspectores de calidad de **APPLUS+** y su sistema de calidad.

Certificación de idoneidad y excelencia para la realización servicio de mantenimiento de energías renovables.

La certificación es la evaluación de la conformidad del servicio de mantenimiento de instalaciones de energías renovables respecto de los requisitos descritos en el presente Sistema Particular de Certificación.

En la pagina web puedes encontrar todas los requerimientos y guía para saber si tu empresa puede ser certificada:
<https://aemer.org/sello>

EXCELENCIA O&M

El Sello de Calidad **ISP AEMER**, permite identificar a aquellas empresas con calidad suficiente para ser identificadas por su excelencia dentro del O&M. Muestre la marca para proclamar la excelencia y confiabilidad de sus servicios de operación y mantenimiento en

sistemas de energía solar frente a clientes potenciales y competidores.





¡Trabajamos con todos los fabricantes!

- Especialistas en Operación y Mantenimiento eólico y solar
- Gestión técnica, comercial y Asset Management
- Monitorización centralizada, administración de proyectos, equipos de servicio in-situ, y evaluación / prueba de procesos y estructuras continuadas
- Optimización de la disponibilidad y el rendimiento de sus plantas fotovoltaicas y eólicas
- Operamos 8,5 GW; ofrecemos servicios en el comercio de energía; consultoría y gestión técnica, energía solar, eólica y biogás

9. Casos de éxito.

En esta sección se presentan experiencias empresariales relacionadas con casos de éxito en diferentes campos de la energía fotovoltaica.

El objetivo es conocer los rasgos principales de su actividad y como han obtenido resultados que los hace diferenciarse en sus respectivos nichos de mercado.

Además de transmitir las experiencias de innovación de estas empresas, los casos de éxito pretenden servir de estímulo al resto de empresas que están involucradas en la actividad de operación y mantenimiento de forma directa o indirecta y que están intentando innovar en distintos ámbitos: organización, procesos, productos, servicios, modelo de negocio, entre otros.

También, desde aquí, queremos reconocer el compromiso, responsabilidad y gran profesionalidad de la fuerza laboral, que día a día, en muchas ocasiones laboran en condiciones adversas para garantizar y mantener un suministro eléctrico estable y seguro, a través del mantenimiento de infraestructuras estratégicas.

Las empresas han querido colaborar con nosotros porque saben que tienen algo que las hace diferentes: su trayectoria, su apuesta por la innovación, su compromiso con la calidad de los servicios y porque han sabido llegar al cliente final de una forma creativa y rentable.

Todas las empresas participantes tienen un denominador común: el profesionalizar con servicios de calidad el sector y diferenciarse en sus respectivos mercados.



1. BayWa r.e.

La limpieza de módulos en las nuevas plantas de autoconsumo y multimegavatio asegura el rendimiento a largo plazo.

Para certificar un rendimiento óptimo de su planta fotovoltaica, es imprescindible un buen mantenimiento, con visión a largo plazo, tras su instalación. Entre este tipo de servicios destaca: la monitorización remota de la operación de la planta mediante el centro de control 24 / 7, la optimización del rendimiento in-situ y el análisis de mejora (para la generación o la medición de imágenes térmicas/-curvas I-V, también con drones).

Los paneles solares se encuentran constantemente sometidos a agentes externos. Por ello, tanto en proyectos de autoconsumo o en plantas de multimegavatio, la limpieza es esencial. La limpieza de módulos no solo se realiza para mantener las instalaciones en perfectas condiciones, sino para lograr que sean más rentables y presenten una mayor producción. De este modo, su rendimiento podría disminuir hasta un 15% según algunos estudios, dependiendo de la cantidad de suciedad acumulada en los módulos. Igualmente, la limpieza también implica la eliminación de los puntos calientes localizados (hot spots) que suelen afectar al módulo a lo largo de su vida útil. Los puntos calientes son áreas de temperatura elevada que afectan sólo una zona del panel solar y tienen como resultado una disminución localizada de la eficiencia, y por lo tanto, una menor potencia de salida y una aceleración de la degradación de los materiales en el área afectada por la elevada temperatura. Durante nuestra larga experiencia como ISP (Proveedor de servicios independiente) hemos estudiado un buen número de soluciones para llevar a cabo una óptima limpieza de módulos, tanto para instalaciones en suelo, como instalaciones en cubierta.

Limpieza de módulos para instalaciones en suelo

Este método utiliza un tractor con un brazo articulado y un cepillo. Este proceso requiere lógicamente un número bajo de operarios por lo que se trata de un método muy rápido y eficaz que permite reducir el coste a gran escala en una planta multimegavatio. El tamaño del cepillo puede variar entre 1 y 4,25 metros aproximadamente. Según la necesidad de cada planta, se escogerá la opción más adecuada. Por otro lado, también existe la posibilidad de utilizar un tractor con brazo articulado y unos cepillos de nylon. A diferencia de los anteriores, están separados entre sí, y van rotando desde la parte superior del módulo hasta la inferior. Con la ayuda del riego, la suciedad se dispersa sobre la superficie del módulo. A pesar de la similitud con el proceso anteriormente descrito, este método es bastante más económico, pero en contrapartida el consumo de agua es más elevado.



Robots de limpieza

Gracias a su tecnología avanzada, BayWa r.e. también ofrece servicios de limpieza mediante robots. Se trata de un sistema interesante y muy efectivo. Consiste en utilizar un robot de entre unos 4 y 6 metros, que se fija a la parte superior e inferior del módulo. Este mecanismo limpia gracias a dos cepillos que se desplazan linealmente. Este método no requiere la intervención de un técnico. Este innovador sistema ofrece la posibilidad de limpiar en seco (propio de zonas desérticas y/o con poca vegetación) o utilizando agua, aunque en ninguno de los casos los módulos se dañan. Esta es una opción más económica, pero para las instalaciones en suelo, se debe mover manualmente el equipo para cada fila de módulos. Asimismo, es posible utilizar un robot dirigido por control remoto. Este dispositivo es de pequeñas dimensiones (menos de 1,5 m de largo y 0,5 m de alto) cuenta con una autonomía de más de 3 horas y se puede controlar a una distancia de 100 metros. Aparte de ser un sistema de limpieza rápido y eficaz, es más sofisticado y un poco más caro que los anteriores. Sin embargo, resulta ser un método muy cómodo, ya que permite incorporar accesorios adicionales al robot, ocupa poco espacio y, sobre todo, no necesita que exista una separación mínima entre las filas de los módulos. Cabe observar, que este método sólo es válido para inclinaciones de módulos no superiores a los 25° (debido a su capacidad de adherencia). Este sistema puede utilizarse tanto en instalaciones montadas en suelo, como en cubierta. Limpieza de módulos para instalaciones en cubierta. Para la limpieza de módulos en cubierta, o proyectos de autoconsumo, las empresas de mantenimiento también suelen ofrecer servicios de limpieza manual con pértiga y agua a presión. Esta alternativa se recomienda en zonas de difícil acceso, como por ejemplo las instalaciones en cubierta con espacio limitado para transitar entre los módulos. Este método suele requerir en uso de una carretilla elevadora. BayWa r.e. Mantenimiento técnico, experto y ágil

Desde 2010, BayWa r.e. desarrolla, promueve, construye y opera proyectos y soluciones de energía renovables por todo el país y a nivel mundial. Ofrece soluciones de energía renovable a empresas de todo el mundo, habiendo conectado 3,5 GW de energía renovable a la red a nivel global y gestionado más de 8,5 GW en activos.

También cuenta con una división de comercio energético en el mercado mayorista solar que se encuentra en rápido crecimiento. La compañía forma parte del Grupo BayWa AG, que cuenta con una facturación anual de 17,1 mil millones de euros. BayWa ofrece soluciones líderes en el mercado para los sectores de la agricultura, la energía y los servicios de construcción desde hace más de 90 años. BayWa r.e. le garantiza un soporte técnico experto en sus proyectos actuales y futuros, basado en un mantenimiento integral que se distingue por su calidad y eficiencia, tanto para plantas fotovoltaicas como eólicas.

El servicio in situ de BayWa r.e. es tan ágil como fiable gracias a técnicos especialistas que se encuentran cerca de usted para resolver incidencias con rapidez. Además, trabaja con todas las marcas y se preocupa por la sostenibilidad y viabilidad de sus plantas. Su servicio "Vegetation Control" mantiene en correctas condiciones el terreno en sus instalaciones proporcionando una imagen cuidada, minimizando a su vez el riesgo de incendios, plagas y sanciones. Si quiere saber más sobre los servicios especializados que BayWa r.e. puede ofrecerle, visite www.baywa-re.es

Carlos del Castillo
O&M Manager
carlos.delcastillo@baywa-re.es

Pau Rodríguez
O&M Manager
pau.rodriguez@baywa-re.es

www.baywa-re.es
+34 936 033 120

2. Nanoavant

En julio de 2017, en colaboración con la empresa SUD ENERGIES RENOVABLES SL, se realizó una aplicación en paneles fotovoltaicos de su almacén central ubicado en Artés (Barcelona). Dicha instalación estaba monitorizada y de esta manera se obtuvieron datos para poder comparar la producción de los paneles tratados con el recubrimiento **SurfaShield® G**, respecto al resto de paneles que no fueron tratados. El incremento de productividad medio se situó sobre el 5%. En este caso, al tratarse de una instalación existente en una cubierta, la aplicación se realizó mediante pulverizado con pistola aerográfica. Previamente se realizó una limpieza de los paneles fotovoltaicos, para asegurar una perfecta adherencia del producto y garantizar la máxima durabilidad.

En la instalación fotovoltaica de la imprenta Du Caju en Erpe-Mere (Bélgica), se realizó la aplicación de **SurfaShield® G** y posteriormente se efectuó un completo informe de la comparación entre los meses de febrero y marzo de 2019 con la expectativa de los datos para estos dos meses estimada desde 2012 hasta 2018. En este estudio se comparó el rendimiento energético mensual de la instalación conectada al inversor 9, de esta forma tratamos de eliminar la influencia de las condiciones climáticas.

Los resultados fueron exitosos, se obtuvo un aumento en el rendimiento del 6,3% y 4,8% en los meses de febrero y marzo de 2019.

En una instalación fotovoltaica de 1MW en Grecia, gestionada por la empresa Atermon, se realizó la aplicación del nanorecubrimiento y se monitorizó la instalación durante 6 meses. La producción total de energía aumentó una media de 4,62%, respecto a otros módulos fotovoltaicos no tratados con **SurfaShield® G**.

Hemos desarrollado sistemas y maquinaria específica para la aplicación semi industrial e intensiva del nanorecubrimiento **SurfaShield® G** en instalaciones de gran dimensión.

En **Nanoavant** nos adaptamos a las necesidades de cada cliente y valoramos cada proyecto según sus peculiaridades. Es decir, podemos prestar un servicio integral que incluye la logística y la aplicación

del recubrimiento. O bien, suministramos el producto y asesoramos al cliente en todo el proceso para que realice la aplicación con sus propios medios.

SURFASHIELD G: NANOTECNOLOGIA APLICADA PARA MEJORAR EL RENDIMIENTO DE PANELES FOTOVOLTAICOS

Mejora la productividad de paneles fotovoltaicos entre un 4-7% mediante la pulverización del nanorecubrimiento fotocatalítico transparente **SURFASHIELD® G**, en el vidrio protector de los paneles fotovoltaicos.

Inmediatamente después de su aplicación, se consigue un aumento del 2% en la potencia pico del módulo, debido al aumento de la transmisividad del cristal (tratamiento antirreflectante).

Adicionalmente, se obtiene un rendimiento extra debido a las propiedades fotocatalíticas, antiestáticas y antiempañamiento del producto, que transforman el vidrio en autolimpiante.

Hemos gestionado la aplicación de **SurfaShield® G** en más de 75.000m² de paneles fotovoltaicos en España. Las mejoras obtenidas en la producción de energía han sido de una media del 5%, aumentando considerablemente el Performance Ratio.

Joan Ferré
www.nanoavant.com
jferre@nanoavant.com
+34 616955516





Soluciones a medida para inversiones en Energías Renovables

Asset Management | Operación | Mantenimiento | Repowering



GdES
GREENTECH

Comprometidos con
el futuro renovable

Desde 1992, ponemos nuestra
tecnología al servicio de la transición energética

3. Instituto Tecnológico MASTER.D

Vitaly decidió estudiar el **Máster en Energías Renovables en MasterD Zaragoza** debido a su interés por seguir completando su formación en el sector. En la entrevista nos cuenta por qué se decidió por **MasterD**, su experiencia en las prácticas y sus proyectos de futuro.

¿Por qué decidiste estudiar el Máster en Energías renovables?

Decidí estudiar el **Master en Energías Renovables** para terminar mi ciclo educativo como un auténtico profesional en el sector de las Energías Renovables, ya que anteriormente había terminado mi ciclo con el Grado Superior en Energías Renovables y quería entrar en el mercado laboral.

¿Cómo conociste MasterD?

A través de un amigo. Cuando terminamos el grado superior de Energías Renovables nos pusimos en contacto por un grupo de WhatsApp de todos los compañeros de clase. Entonces, empezamos a contar lo que íbamos a estudiar. Yo estaba en un ciclo de dudas hasta que un amigo mío, Alfonso, me dijo que iba a hacer el Máster en Eficiencia Energética con **MasterD**. Yo le pedí información y me dijo que hace 20 años su madre hizo un curso en **MasterD**, gracias al cual está trabajando actualmente.

¿Qué fue lo que más te gustó de nuestra metodología?

La cercanía entre en alumno y el docente, ya que en cualquier momento estamos en contacto mediante número de teléfono, campus virtual, correo electrónico... Eso me ayuda mucho ya que sé que tengo el respaldo de un profesor que me ayuda en cualquier momento.

¿Cómo te han ayudado los docentes en tu preparación?

Sobre todo, en cuanto a encontrar prácticas, en lo cual estoy ahora. También en la formación, ya que en cualquier momento he tenido a mi profesor, Armando Carrera, que me ha estado apoyando. Quería dar las gracias a Jaime, mi profesor de prácticas, quien solucionaba cualquier duda que me surgía.

¿Y las actividades como talleres, seminarios, clases online, etc?

Una de las cosas que más me ha ayudado ha sido el Campus Virtual ya que he podido ver mis clases en directo cuando no podía asistir al centro, ya que tienen la capacidad de retransmitirla en directo. También quería dar las gracias a los talleres impartidos en cada módulo. En cada uno tenemos a nuestra

disposición unos cuantos talleres para hacer hincapié en la formación. De esa manera nos queda más claro lo que estamos estudiando.

En la actualidad estás realizando prácticas ¿cómo son?

Estoy realizando prácticas en una empresa puntera de paneles solares híbridos. Esta empresa se llama Abora Solar. Estos paneles producen tanto electricidad como agua corriente sanitaria. Yo estoy en el departamento técnico desarrollando diferentes esquemas en Autocad, sobre todo térmicos, con diferentes tipos de acumuladores, conexiones de paneles... También estoy trabajando en un proyecto de una plataforma, que facilita que el cliente tenga una rápida información sobre la amortización de su instalación.

¿Consideras que es importante la realización de las prácticas?

Considero que las prácticas son muy importantes para terminar de formarme como un profesional del sector y dejar mi huella en el sector de las Energías Renovables. Gracias a las prácticas he conocido a gente excepcional.

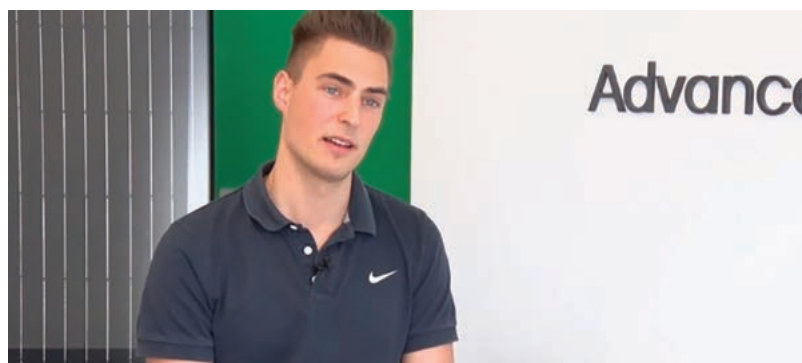
Has realizado un proyecto durante la formación. Cuéntanos más.

Junto con mi profesor, Armando Carrera, he realizado un proyecto que se podría llevar a cabo en breves. Hemos hecho un dimensionador de una de las viviendas que conforma una urbanización de 7 viviendas en San Mateo de Gállego, un pueblo cercano a Zaragoza. Hemos hecho un dimensionador de paneles fotovoltaicos que estarían conectados a la vivienda.

¿Recomendarías MasterD?

Recomendaría MasterD a mi gente más cercana porque he recibido confianza plena de todos los profesores que conforman la escuela.

¡Da gusto tener alumnos tan trabajadores como tú **Vitaly**! ¡Mucha suerte!



4. MAGMA

La aplicación de la termografía al mantenimiento fotovoltaico

La rápida evolución que está sufriendo el sector fotovoltaico hace que las empresas instaladoras y mantenedoras como **MAGMA** nos tengamos que adaptar a este cambio constante durante los últimos años.

Desde **MAGMA**, siempre hemos buscado estar a la última en cuanto a tecnología para poder ser efectivos y rápidos en labores de instalación y mantenimiento. Nos gusta pensar que no solo mantenemos, sino que “**cuidamos instalaciones**”. En los últimos años hemos detectado la necesidad de desarrollar nuevos métodos y procesos de detección de **averías rápidos y eficaces** para efectuar un mantenimiento altamente eficiente. Ejemplo de ello es el uso de la **Termografía** en diferentes ámbitos del mantenimiento fotovoltaico; esta capacidad de captar la radiación infrarroja que emiten los elementos en una imagen y el hecho de poder determinar su temperatura nos da una **información privilegiada** para saber el estado de los componentes **adelantarnos a una posible avería**.

La *Imagen 1* corresponde a una captura tomada a una protección magnetotérmica. Hemos de tener en cuenta que estas protecciones se calientan y enfrían (al igual que otros elementos de la instalación) 365 días al año, ello implica que las conexiones se dilatan y contraigan absolutamente todos los días. Esto puede ir provocando que se aflojen las conexiones bien en el tornillo de la protección o bien en el terminal del cable.

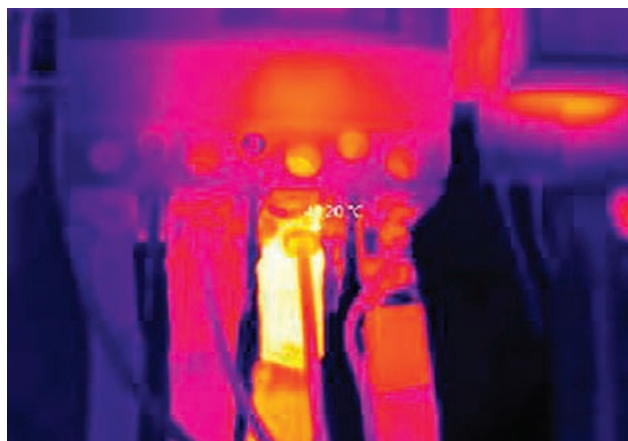


Imagen 1: Captura termográfica tomada a una protección magnetotérmica con elevado gradiente de temperatura.

En el caso de la Imagen 1, lo que sucedió fue que se aflojó el terminal del cable, al ceder e ir perdiendo sección se fue calentando por **Efecto Joule** y por ello la imagen nos muestra un elevado gradiente de temperatura en la fase que se ha aflojado respecto al resto.

Gracias a la utilización de esta tecnología avanzada, el equipo de **MAGMA** pudo hacer uso de esta imagen termográfica tomada de manera preventiva, y así, poder **sustituir el terminal sin ocasionar ninguna parada de la instalación**.

Otra aplicación importante de esta herramienta es en la búsqueda de “**puntos calientes**” en los módulos fotovoltaicos.

Los puntos calientes son áreas concretas del panel solar afectadas que pueden provocar un descenso significativo del rendimiento del panel e incluso de la instalación; pueden venir provocados por diferentes motivos como suciedad, sombras o una mala calidad de la célula.

Con un simple barrido de la cámara se repasan los paneles, aunque en la actualidad y con las grandes dimensiones de las nuevas instalaciones se realizan estas revisiones termográficas con la ayuda de drones, lo que hace de esta tarea altamente eficiente, ya que estos, son capaces de sobrevolar y captar las imágenes de grandes superficies en una fracción mínima de tiempo. Siendo este un claro ejemplo de la incorporación de la nueva tecnología por parte de **MAGMA** respecto a la evolución del mantenimiento adaptado a las nuevas circunstancias.

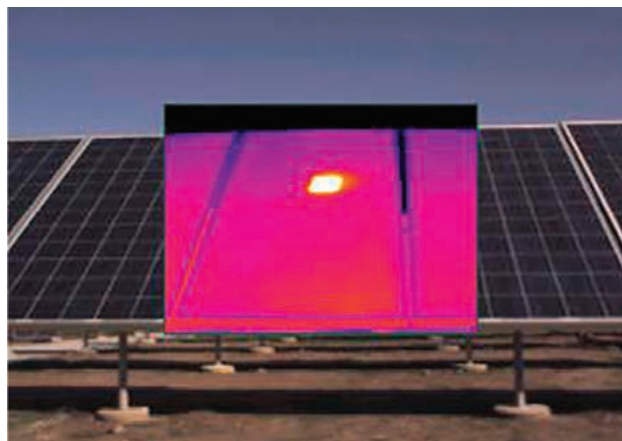


Imagen 2: Captura termográfica tomada a un panel fotovoltaico con una célula dañada.

En la *Imagen 2* se puede apreciar como una única célula está dañada de todo el panel lo que provocará un menor rendimiento del panel y una degradación de los materiales del área afectada por la elevada temperatura. La inspección de los paneles se puede realizar tanto de la parte frontal (*Imagen 2*) como de la parte posterior (*Imagen 3*) de los paneles.

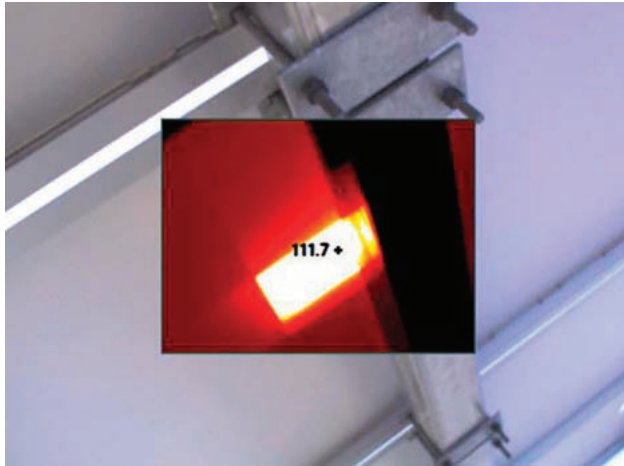


Imagen 3: Captura termográfica tomada a la parte posterior de un panel fotovoltaico con una célula dañada.

Mediante la inspección de la parte posterior se evitarán problemas relacionados con reflejos solares o aquellos derivados de la baja emisividad asociada a la superficie cristalina del panel; los técnicos especialistas que forman parte del equipo constatan que revisando las conexiones también se pueden detectar problemas asociados a los diodos by-pass, ya que, en caso de existir puntos calientes en el panel solar, éstos tendrán que disipar más potencia.



Imagen 4: Equipo técnico de MAGMA realizando un estudio termográfico.



Imagen 5: Equipo técnico de MAGMA realizando un estudio termográfico.

De la misma manera, y dado que las averías eléctricas a menudo derivan en Efecto Joule, la cámara termográfica se puede utilizar en búsqueda de problemas en inversores, transformadores...etc. Para conocer más sobre nuestros servicios especializados y el uso de nueva tecnología que **MAGMA** puede ofrecerle, visite nuestra web:

magmamantenimiento.es

llámenos sin compromiso. Estaremos encantados de poder resolver sus dudas y ayudarle con su proyecto.

www.magamantenimiento.es
info@magmamantenimiento.es
948 84 82 35

5. Otovo

Tecnología punta para facilitar el autoconsumo residencial

Sin duda, los tiempos que vivimos han convertido al mercado online en nuestro gran aliado. Desde el ocio hasta el teletrabajo, Internet nos ha hecho la vida mucho más fácil, pero ¿y si también pudieran beneficiarse de esta experiencia digital las empresas instaladoras de paneles solares? ¿Y si existiera una plataforma que centralizase todos los pasos a seguir a la hora



de realizar una instalación de autoconsumo y con un simple clic facilitara esta tarea tanto a clientes como a instaladores?

Existe. **Otovo**, empresa noruega 100% digital que llegó a España a principios de 2020, está creciendo a pasos agigantados: en menos de 1 año de vida, ya ha alcanzado las 1.000 instalaciones en nuestro país y trabaja con más de 100 empresas instaladoras a nivel nacional. Estas, gracias al software de **Otovo**, solo se encargan de la instalación, sin preocuparse de los más aspectos más administrativos o comerciales, como presupuestar o gestionar la venta con los clientes. Esto hace que los instaladores colaboradores de **Otovo** puedan centrarse únicamente en su punto fuerte: instalar paneles solares.

Desde su página web www.otovo.es -más que intuitiva-, el cliente puede comprar o alquilar paneles solares con total seguridad. El proceso de contratación e instalación con **Otovo** es muy sencillo: el usuario escribe una dirección postal, selecciona las características del tejado de su vivienda, y la plataforma realiza un estudio basado en algoritmos. Entre otras variables, tiene en cuenta la zona, las características de la vivienda y el tejado, y el consumo actual de ener-

gía. Tras este análisis, **Otovo** ofrece al consumidor la mejor opción basada en las necesidades reales de este, y el servicio de instalación más eficiente para cada caso. Además, **Otovo** se encarga de todo el proceso de instalación y del posterior mantenimiento, ofreciendo al cliente 30 años o más de energía solar.

Para el instalador, el proceso es igual de sencillo que para el cliente. Cuando éste formaliza el contrato, **Otovo** se pone en contacto con instalador y cliente para coordinar y simplificar el proceso. Así, además de su capacidad de generar la oportunidad y gestionar al cliente final, su plataforma simplifica todos los pasos a dar, centralizando todas las comunicaciones entre los ingenieros de **Otovo** y el equipo instalador.

Además, **Otovo** ayuda a sus instaladores colaboradores con el pago de los proyectos, ofreciendo opciones de pago al contado, en confirming o contra factura; y, mediante acuerdo con su distribuidor nacional, les ofrece acceso a precios competitivos en el equipamiento requerido en instalaciones residenciales. Todo ello sin coste ni comisión a la empresa instaladora, ya que es **Otovo** la que añade su margen al presupuesto que cada compañía cotiza en cada servicio.

Con este modelo, **Otovo** realiza ya 6 de cada 10 instalaciones residenciales de paneles solares en Noruega y, ahora, espera lograr su objetivo de conseguir representar el 20% del mercado en España en los próximos años. Un mercado que se espera que alcance las decenas de miles de instalaciones en los próximos años, y en el que **Otovo** quiere crecer trabajando de una forma más sencilla, eficiente y ágil con sus instaladores colaboradores, siendo un canal más para ellos a la hora de obtener proyectos residenciales.



6. Revery

¿Cómo aumentar el Performance de una instalación solar fotovoltaica?

Angel Martín

CM REVERGY CHILE

Debido a la cuarentena causada por la pandemia de COVID-19, las plantas fotovoltaicas han visto reducido el personal de O&M de manera fija, lo que ha llevado la temática de O&M de plantas fotovoltaicas a recuperar la atención dentro de la industria. Revery desde la fase de O&M energía solar se ha ocupado con éxito de este problema, debido al hecho de que los ensayos de O&M no tripulados se han llevado a cabo en reiteradas ocasiones con anterioridad. La descentralización de recursos humanos, trae como consecuencia, incrementar el análisis remoto de las instalaciones.

Las tecnologías de inteligencia artificial recopilan aún más la experiencia de expertos para buscar, filtrar, verificar e identificar más incidencias, manteniendo proactivamente la salud de las plantas fotovoltaicas durante largos períodos.

En este contexto, el mantenimiento no se refiere a la localización de fallas específicas. En cambio, se refiere a la comparación de los indicadores de rendimiento y los datos proporcionados por los sensores con algoritmos para verificar si los dispositivos de la planta fotovoltaica funcionan correctamente. Una vez que se detecta una excepción, se genera una advertencia.

A medida que las tecnologías digitales y las energías renovables están remodelando el mundo, Revery cree firmemente que la sociedad habrá acogido al 100% la inteligencia artificial en las próximas tres décadas. Impulsado por las nuevas tecnologías, la industria fotovoltaica se reconstruirá y redefinirá, y el nuevo mundo, donde todo es sensible, conectado e inteligente, se volverá más verde y vibrante.

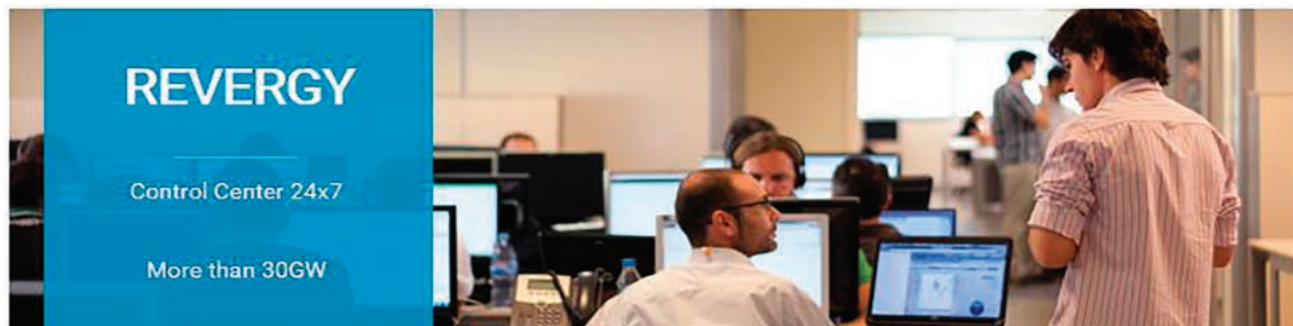
Revery considera que conocer el comportamiento del ensuciamiento de los paneles fotovoltaicos es uno de los

principales factores que impactan en el corto plazo la producción de energía en centrales fotovoltaicas, limitando la capacidad de generación de la central, y en consecuencia, generando pérdidas económicas por la energía no generada.

Aun cuando la limpieza tiene beneficios evidentes para la generación, esta tarea involucra también costos en agua, materiales y mano de obra. Por lo tanto, una planificación adecuada de la limpieza de los paneles fotovoltaicos es una tarea relevante para el equipo de O&M de centrales solares en la cual es necesario balancear los costos del servicio de limpieza y las pérdidas económicas para maximizar los beneficios.

Conocer la tasa de ensuciamiento es uno de los insumos requeridos para la planificación y gestión adecuada de las limpiezas. Sin embargo, las lluvias tienen un efecto beneficioso en el ensuciamiento que es importante incluir. Considerar estas variables durante la planificación es esencial para lograr la minimización de pérdidas por ensuciamiento, pero también para reducir los costos operacionales debido a limpiezas innecesarias. Saber a qué tasa se ensucia una central, más el efecto que tienen las lluvias sobre el ensuciamiento nos permite gestionar la toma de decisiones. En Revery, implementamos un algoritmo para calcular la frecuencia óptima de limpieza considerando el costo de ésta, el costo por pérdidas en generación - producto del ensuciamiento- versus las ganancias por la energía generada.

Nuestra gestión de limpieza realiza desde ahora la estimación del ensuciamiento de los paneles, el cálculo de la frecuencia óptima entre eventos de limpieza, y la proyección de la fecha óptima de la siguiente limpieza. Nuestro servicio recomienda en tiempo real la ejecución de limpiezas considerando tanto los costos asociados al ensuciamiento y las ganancias por la energía generada, como también los futuros eventos de lluvia que podrían ayudar a reducir el ensuciamiento.



En pruebas con una central fotovoltaica de 9 MW, simulamos una agenda óptima de limpiezas considerando los datos de la central a lo largo de un año. De acuerdo con los resultados que entrega nuestro algoritmo, existía una sobreestimación del número de limpiezas anuales necesarias. Al considerar el efecto de las lluvias en el escenario óptimo fue posible ajustar el número de limpiezas generando un ahorro en los costos por este concepto.

strings, anomalías en las temperaturas e intensidades de los inversores etc. Para ello se basa técnicas como las redes neuronales para la predicción de las señales, su comparativa con las medidas reales.

Esto se realiza a través de un entrenamiento de algoritmos capaces de automatizar la detección de problemas como el bloqueo y desorientación de los trackers, donde esta herramienta es capaz de detec-

REVERGY offers continuous 24x7 surveillance and monitoring to ensure the best performance of the renewable plants



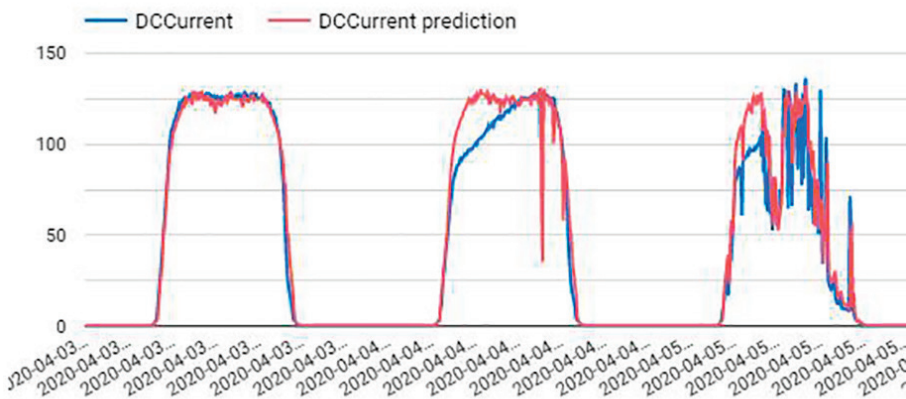
Agregar que durante este análisis logramos conocer el desafío que involucra para el equipo de O&M el uso de sensores de ensuciamiento con mediciones ruidosas y la sobre estimación de la generación esperada para una central solar durante la evaluación económica. Este último factor, además de generar expectativas económicas que no corresponden a la realidad de la central, influye sobre el cálculo de la frecuencia óptima de limpieza, sobreestimando el número de limpiezas necesarias para mantener la generación real.

Asimismo, en colaboración con **Isotrol** y su plataforma **Bluence Asset Performance Diagnosis**, se están analizando no solo la detección temprana de problemas en parques fotovoltaicos. Se trata de una herramienta analítica avanzada basada en machine learning e inteligencia artificial capaz de realizar la detección temprana de problemas como bloqueo y desorientación de trackers, caídas de

tarlos y cuantificarlos, recomendando una actuación de mantenimiento en la planta.

Sin embargo, los análisis de datos del SCADA no deben ser las únicas fuentes Xi de entrada en los algoritmos Yi que nos hagan comprender de mejor manera el performance de la planta. Existen otros factores (Xi), que son importantes meterlos en la ecuación para poder comprender el rendimiento, no solo técnico, sino operativo. Estos factores a tener en cuenta, por ejemplo pueden venir de la correcta utilización de un GMAO (Gestión del Mantenimiento Asistido por Ordenador) donde podamos analizar, junto con los datos de SCADA, los datos procedentes del mismo, para comprender, el consumo excesivo de repuestos (posibles fallos en serie o vicios ocultos que no siempre se pueden determinar a través del SCADA), optimización de los tiempos de mantenimiento, Tiempos de Correctivo Vs Tiempos de preventivo, Inspecciones periódicas, ...

Actualmente, el sector Fotovoltaico esta experimentando dos corrientes muy diferenciadas , las de muy gran y muy pequeña escala de dimensionamiento.

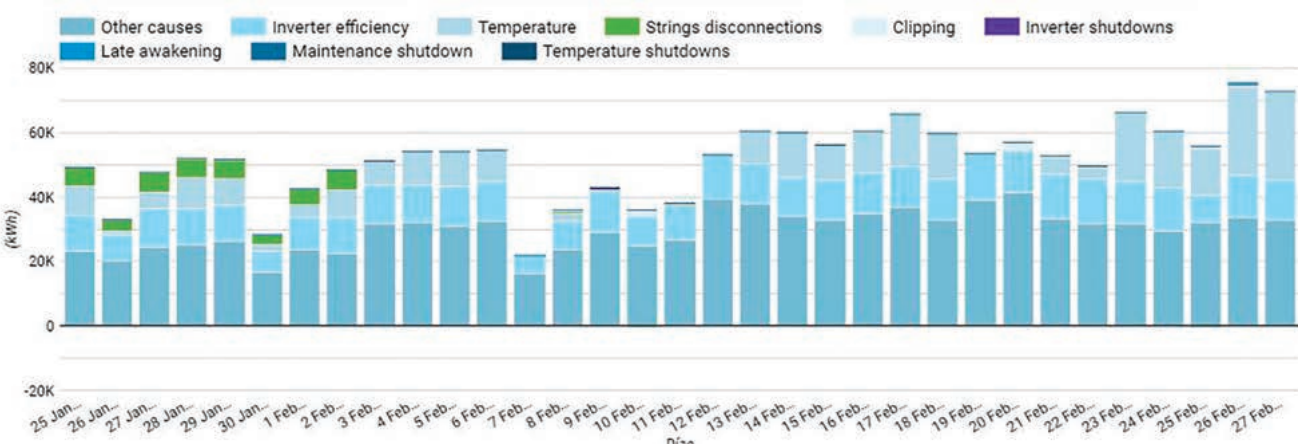


Esto hace que , toda la parte operativa y control, requiera procesos y procedimientos muy dispares entre cada tipo de planta. Como comentábamos anteriormente, el concepto de pequeñas plantas, requiere un trabaja “Remoto” muy detallado con el fin de poder llegar a la planta con el correcto análisis

realizado y con el correcto respuesto y equipo . Sin embargo, en plantas de gran tamaño, que disponen de personal y equipamiento in situ, la correcta organización de los trabajos toma una vital importancia.

En ambos, el Performance técnico se puede analizar de manera parecida, no obstante el performance operativo debe ser analizado de una manera distinta. Aunque no de manera exclusiva, una Y1 (Performance Técnico) va mas vinculado a los Ingresos, mientras que otra Y2 (Performance Operativo) tiene referencia los Gastos.

Desde **Revergy**, donde actualmente gestionamos O&M en más de 5 GW , estamos plenamente involucrados en el análisis para la optimización de todos los aspectos de las plantas de nuestros clientes, poniendo a disposición suya, todas las herramientas de análisis mas actuales existentes en el sector.



7. UL

EXPRIMIR DATOS DE PLANTAS PV

Seguro que el lector recuerda anuncios de TV donde se habla de los maravillosos zumos obtenidos a partir de exprimir los mejores frutos. Eso mismo se trata de hacer cuando tenemos una fuente de datos de un activo muy valioso. La diferencia es que una naranja se exprime una vez, mientras que los activos generan datos de manera continua e ingente. Es posible que en “petit comité” admitamos que los recursos dedicados al seguimiento de la operación de las plantas pueden ser más avanzados. Queremos compartir con el lector la conveniencia de gestionar las plantas, ya sea como activos o bien como planta, siempre mediante métricas orientadas a maximizar la generación y mejorar los retornos.

La metodología de **UL** utiliza herramientas desarrolladas durante años sirviendo a la industria. Estos recursos permiten abordar tareas masivas que sin los códigos adecuados serían extremadamente complejas. La base fundamental es el tratamiento de datos, que incluyen todas las variables de SCADA, de inversores, seguidores y contadores de energía. El procesado corrige todas las influencias que pueden afectar la calidad de los datos. Podemos sintetizar el tratamiento en 3 fases.

1. System Performance Model:

El modelo de performance hace una estimación de producción sin considerar las pérdidas de calidad de módulos, *soiling*, degradación y disponibilidad.

2. Análisis de pérdidas:

Se cuantifican las pérdidas para cada una de las 17 categorías que el modelo considera.

3. Estimación de producción:

Con las pérdidas obtenidas se elabora una cascada que muestra las pérdidas por cada categoría y en los periodos seleccionados. La estimación permite hacer la proyección a largo plazo e identificar ámbitos de acción para mejorar el retorno. Es fundamental que los resultados se sintetizen en métricas prácticas tanto para los propietarios.

El **System Performance Model** utiliza el diseño de la planta (módulos e inversores, diseño de *strings*, orientación, pendientes, funcionamiento de seguidores y estrategias de *backtracking*, ángulo horizonte,...) El SPM integra el modelo de un diodo para caracterizar el comportamiento de la planta y estimar la generación en condiciones reales de operación, evaluando de forma independiente el efecto de disponibilidad, *soiling* y degradación. Para estimar la irradiación sobre el *Plane of Array* (POA) el SPM emplea modelos de transposición típicos en la industria (Perez, Hay/Davies, King, Reindl, Klucher, etc.). Esto permite estimar la POA en los casos donde sólo se dispone de medición GHI o en aquellos casos en que la medición POA no sea adecuada. Por último se utiliza el modelo King para estimar la variación de temperatura entre caras del módulo utilizando temperatura del mismo, irradiación y parámetros técnicos.

Análisis de Pérdidas.

El SPM permite determinar las pérdidas atribuibles al lado DC (calidad módulos, degradación o *soiling*). En el lado del inversor podemos estimar las pérdidas para cuantificar su eficiencia, limitaciones de potencia o disponibilidad (así como efecto *clipping*). Finalmente se determinan las pérdidas eléctricas entre inversor, transformador y contadores de energía. Si hay restricciones en el punto de entrega, el dato se clasifica como tal, si no, se categoriza como relativo al inversor.

La evaluación de rendimiento permite evaluar la realidad operativa del activo, categorizar y cuantificar las pérdidas atribuibles en cada categoría, clasificar los factores que provocan desvíos y actualizar las proyecciones de producción. Con dichos resultados los usuarios son capaces de identificar y abordar acciones correctivas específicas que tienen como foco principal el optimizar la producción.

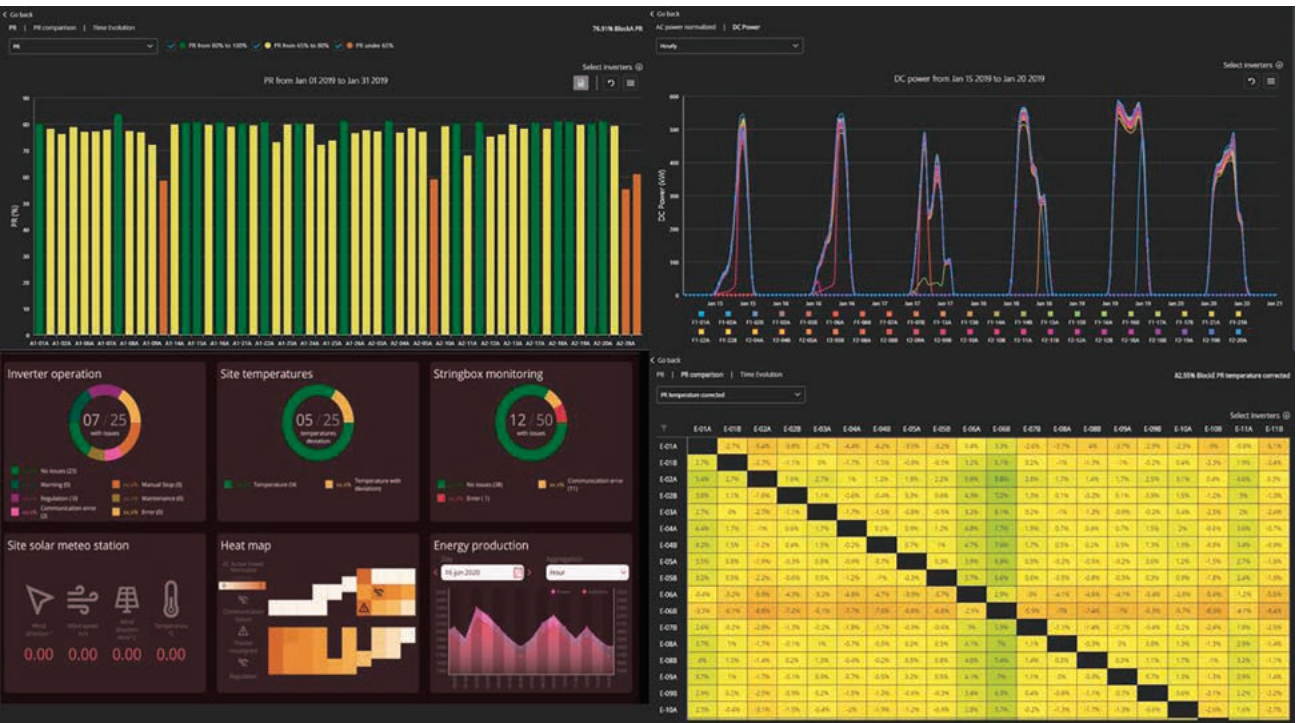


Evaluación offline:

El cliente proporciona datos históricos del periodo seleccionado y a través de los pasos comentados se genera un informe con resultados detallados y recomendaciones de mejora.

RAMP:

Es la herramienta de monitoreo *online* que aplica los algoritmos utilizados en la evaluación *offline*. Los resultados son totalmente compatibles con los reportes detallados que elaboran los analistas senior.



8. Spire Solar Iberia / Amara

Import Testing de módulos fotovoltaicos. Mantenimiento preventivo de alto valor.

Introducción

El rendimiento máximo durante toda la vida útil del módulo fotovoltaico, unido con la seguridad de operación, son las dos exigencias más importantes que deben cumplir los módulos fotovoltaicos hoy en día. Una tarea complicada, si tenemos en cuenta el horizonte de vida útil de un módulo fotovoltaico, que son al menos 25 años.

Una de las formas más eficaces de mantenimiento preventivo es asegurar el rendimiento óptimo y la seguridad de operación con revisiones en puerto de destino, en un proceso llamado "Import Testing"

Import Testing

Hoy en día, prácticamente la totalidad de los módulos fotovoltaicos con destino España, vienen de países asiáticos, sobre todo China, es decir los módulos recorren desde la fábrica más de 10.000 km., hasta llegar a su destino: Andalucía, Extremadura u otras CC.AA. Es un viaje largo, donde pueden impactar negativamente multitud de factores, como frío, calor, humedad, vibraciones o golpes.

Después de este recorrido, ya muy cercano a su destino final, el Import Testing consiste en una serie de comprobaciones que se llevan a cabo en el mismo puerto de llegada y que sirven para revisar la salud del módulo, justo antes de ser instalado.

Testing Center Valencia

En un proyecto novedoso y único en España, el distribuidor fotovoltaico y prestador de servicios logísticos, **Amara Solar Renovables** y el fabricante líder de equipos de medida, **EternalsunSpire**, construyeron en el almacén de Amara en el puerto de Valencia un laboratorio de testeo de módulos fotovoltaicos. A través de un proceso optimizado, se miden en poco tiempo muestras representativas de lotes de módulos. En el caso ideal, se revisan los módulos ya depositadas en el almacén, pero pueden ser acercados también de otros lugares.

Las comprobaciones terminan con la entrega de un informe detallado, que sirve para optimizar los cálculos

económicos de la planta, así como de prueba en caso de detectar no-conformidades.



Imagen 1: PV Testing Center Valencia
(fuente: EternalsunSpire)

Mediciones

Para cumplir con las exigencias del *performance ratio* (PR), los módulos fotovoltaicos deben entregar el máximo de electricidad, acorde a su potencia máxima, nominal o pico (*peak*). Esta potencia además determina el precio que el cliente paga al fabricante de módulos. Puede sufrir muchos cambios hasta llegar a obra, bien porque los módulos ya en la salida de fábrica no tenían la potencia nominal, bien porque durante el largo viaje sufrieron impactos, que afectaron negativamente al rendimiento y/o seguridad. Para comprobar el estado de los módulos, se realiza en el Testing Center dos diferentes ensayos:

1. La medición de la potencia real, mediante un simulador solar.
2. La medición de daños estructurales, mediante tomas de imágenes electroluminiscentes.

Potencia real

A pocos kilómetros antes de llegar al emplazamiento final, la medición de la potencia real es imprescindible para revisar la capacidad real de los módulos de cumplir con las obligaciones contractuales de rendimiento.

Mínimas desviaciones pueden afectar gravemente la rentabilidad a largo plazo de la planta fotovoltaica.

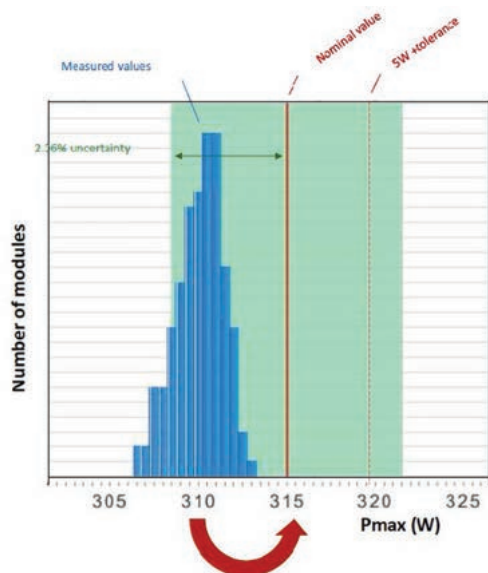


Imagen 2: Resultado de mediciones de Pmax
(fuente: EternalsunSpire)

En el gráfico vemos un ejemplo real de mediciones para un parque de 10 MW. Los resultados arrojaron unas desviaciones de la potencia nominal, según hoja técnica del fabricante, que hubieran repercutido en unas pérdidas de aprox. 430.000 € durante la vida útil.

En el Testing Center Valencia se usa un simulador solar de última generación.



Imagen 3: Simulador solar
(fuente: EternalsunSpire)

Este simulador, de clase A+A+A+, tiene una incertidumbre de 2%, la más baja en el mercado. Además, se miden los módulos acorde a las condiciones STC, recogidas en el estándar IEC 61215.

De esta manera se detectan desviaciones mínimas y el PR real de la planta puede ser calculado con mucha más certeza.

Electroluminiscencia (EL)

La toma de imágenes electroluminiscentes es imprescindible para detectar daños celulares irreversibles del módulo, las temidas microfisuras o micro-cracks. Son invisibles para el ojo humano y afectan negativamente al rendimiento del módulo, además de ser una posible fuente de sobrecalentamientos (*hotspot*). En el Testing Center se llevan a cabo estos ensayos acorde a la norma IEC 60904.

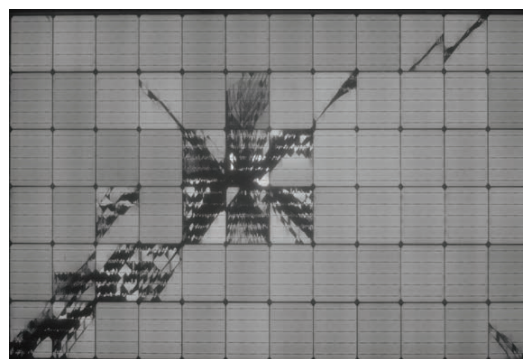


Imagen 4: Módulo fotovoltaico con micro-cracks
(fuente: EternalsunSpire)

La imagen muestra un módulo con micro-cracks, que pueden haberse originado durante la fabricación, o -más probable- durante el transporte y/o manipulación. Este módulo rinde mucho menos, lo que afecta a la producción eléctrica del string entero de módulo.

Los trabajos de mantenimiento en operación normalmente no incluyen las comprobaciones por EL, por lo que durante la operación únicamente se notará los micro-cracks por el rendimiento inferior al esperado.

Conclusión

Aunque el Import Testing se lleva a cabo previamente a la instalación, se puede considerar en una visión más amplia como mantenimiento preventivo, ya que su no consideración puede llevar a impactar gravemente en el funcionamiento de la planta fotovoltaica. El rendimiento demasiado bajo es un defecto cada vez más frecuente en las plantas fotovoltaicas. Puede tener muchas razones, pero la diferencia entre potencia real/potencia nominal según hoja técnica y los daños celulares son dos de los factores, que más impacto tienen en la rentabilidad y la operación segura de la planta. Teniendo en cuenta la pequeña fracción de CAPEX que significa su coste, el Import Testing debería ser una operación rutinaria de todos los proyectos fotovoltaicos.

Gerhard Meyer
Manager PV Testing Center Valencia
Spire Solar Iberia
gmeyer@spiresolar.com

EL INSTALADOR FRUSTRADO

POR OTOVO



CREES TENER LA VENTA DE LA INSTALACIÓN CERRADA...

• Perdón, nos hemos despedido...
• Hola, un poco caro...
• Gracias por la visita, pero...
• Buenas, hemos decidido que no...
• Nos gustaría, pero necesitamos...

Invertimos tiempo en visitas y luego deciden que no quieren comprar...

NO TIENES VISIBILIDAD SOBRE TUS FUTUROS PROYECTOS...

Proyectos Abril	+ € 7 000
Proyectos Mayo	+ € 200
Proyectos Junio	+ € 9 000
Gastos de Marketing	- € 2 500
Materiales	- € 1 700
Salarios	- € 79 200
Total	- € 67 200

¿Cómo voy a pagar a mi equipo?

¿Debería quedar así?
¿Nos dieron garantía?

Y CÓMO MUCHAS VECES LA GENTE ES VÍCTIMA DE MALOS INSTALADORES, HAY Poca CONFIANZA.

¡Esta app no funciona!

¿Cómo apago los paneles?

Si, por supuesto que vamos a tener cuidado con las plantas, Sr. Putunia

Ya hemos bajado los costes todo lo que podemos, Sr. Agorrido...

¡TE AGOBIAN CON LLAMADAS DE LOS PROYECTOS EN CURSO Y DE CLIENTES ANTIGUOS!

¡ENTRA OTOVO!



¡Máxima garantía! ¡Sí, por favor!

Formamos instaladores en tu zona ¡De máxima garantía!

Parece bastante fácil. ¡Necesito unos 4kWp!

¡CONSEGUIMOS TUS INSTALACIONES ONLINE!

¡Mira! ¡Nuestra casa!



¡Invertimos €5.000 pero ahorramos €20.000! ¡Buen negocio!

¡Ana, ven a ver esto!

¡Vamos a tener que ampliar equipo!

Tienes 20 proyectos nuevos

CONSEGUIREMOS TUS FUTUROS PROYECTOS.

Valoración de clientes 8,7
Consejos sobre cómo mejorar
Con los precios actuales, recibirás 10 proyectos más
Consejos sobre cómo mejorar tu competitividad

¡Parece que vamos a recibir bastantes proyectos el próximo mes!

¡No te preocupes! ¡Lo solucionamos ahora mismo!

¡Cuéntanos cuál es el problema!



¡Y NOS ENCARGAMOS DE LA ATENCIÓN AL CLIENTE!

¡Ahora pasamos más tiempo en los tejados completando proyectos!

Otovo facilita el autoconsumo residencial. Somos una plataforma que organiza y supervisa una red de instaladores locales de alta calidad que hemos certificado rigurosamente. Utilizamos nuestra tecnología para analizar el potencial de la vivienda y aconsejar detalladamente sobre el proyecto ideal.

Únete a nuestra comunidad de más de 100 compañías instaladoras que confían en Otovo para conseguirles proyectos en España. ¡Nosotros nos aseguraremos de que tus proyectos se lleven a cabo!

Conviértete en un instalador Otovo visitando www.otovo.es

OTOTO

#gosolareurope

A hand holding a glowing globe with a network overlay. The globe is composed of a network of white dots connected by thin white lines, creating a mesh-like structure. The hand is positioned at the bottom, with fingers spread, holding the globe. The background is a soft, out-of-focus blue and white gradient. In the top left and bottom right corners, there are decorative geometric patterns made of blue and white triangles.

La calidad, como referencia y objetivo

O&M
Asset Management
Owners Engineering
Auditorias de calidad



Donde encontrarnos:
España · Chile · Brasil · México
Colombia · Reino Unido · Estados Unidos
revergy.es